ISSN 1817-3330

Coiled tubing times

ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА
ВРЕМЯ ГРП

издается с 2002 года / has been published since 2002

1 (055), Март / March 2016

www.cttimes.org

ICoTA-РОССИЯ – ОТКРЫТЫЙ КЛУБ ПРОФЕССИОНАЛОВ

ICoTA-RUSSIA IS AN OPEN CLUB FOR EXPERTS

ЗАКАНЧИВАНИЕ СКВАЖИН С ВОЗМОЖНОСТЬЮ ПОВТОРНОГО ГРП

INTELLIGENT WELL COMPLETION WITH THE POSSIBILITY OF RE-FRACTURING

КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К МГРП С ГНКТ

INTEGRATED APPROACH TO COILED-TUBED MULTISTAGE FRAC

МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТА И ГРП

«УРАЛТРУБМАШ»: ВТОРАЯ ОЧЕРЕДЬ ПРОИЗВОДСТВА КОЛТЮБИНГА

55

Партнер выпуска
ООО «Пакер Сервис»
г. Москва, Варшавское шоссе,
д. 1, стр. 6, офис 27

www.packer-service.ru
info@packer-service.ru
+7 495 663 31 07

ПОСЕТИТЕ
НАШ СТЕНД
НА ВЫСТАВКЕ
«НЕФТЕГАЗ–2016»!
Павильон № 1,
стенд № 1Е50

ПАКЕР
СЕРВИС

Качество по всему миру.

Мы поставляем колтюбинг высочайшего качества для проведения сложных технологических операций по обслуживанию скважин. Глобальное присутствие NOV Completion & Production Solutions поможет вам свести к минимуму риск и преодолеть сложности.

Приглашаем Вас посетить наш стенд № 4-01 на выставке НЕФТЕГАЗ 2016

© 2016 National Oilwell Varco | All Rights Reserved

Quality around the globe.

We deliver the superior coiled tubing you demand for today's most challenging operations in the well-servicing industry. With our global presence, NOV Completion & Production Solutions will help you minimize risk and overcome obstacles.

Visit us at Neftegaz at booth #4-01.

УКР ГАЗ Видобування

СТАНЬ ПАРТНЕРОМ В 2016 ГОДУ

ИНЖИНИРИНГ
ENGINEERING
Сервисное сопровождение
и производственный персонал
Service support and operating personnel

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН
DRILLING OIL & GAS WELLS
Сервисные услуги при бурении скважин
Зарезка боковых стволов
Well drilling services
Sidetracking

КОЛТЮБИНГОВЫЙ СЕРВИС
COILED TUBING SERVICES
Интенсификация / Кислотные обработки ПЗП
Вывод проппанта после ГРП
Production stimulation
Acid treatments of bottom-hole area
Post-frac proppant cleanout

Текущий и капитальный ремонт скважин
Подготовка скважин к ГРП
Well maintenance and workover
Well preparation for fracturing operations

ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАЗРЫВ ПЛАСТА
HYDRAULIC FRACTURE
Одностадийные и многостадийные ГРП
до 100 скважин в год
Single-stage and multistage frac operations,
up to 100 wells per year

ugv.com.ua

Российское отделение Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам

Некоммерческое партнерство «Центр развития колтюбинговых технологий»

Russian Chapter of the Intervention and Coiled Tubing Association

Nonprofit Partnership Coiled Tubing Technologies Development Center

ICOTA РОССИЯ

КОЛТЮБИНГ
НП «ЦРКТ»
NP CTTDC

Контактная информация

Пыжевский переулок, 5, строение 1, офис 224
Москва 119017, Российская Федерация
Телефон: +7 499 788 91 24; +7 (916) 512 70 54
Факс: +7 499 788 91 19
E-mail: info@icota-russia.ru

Contact information

5/1 Pyzhevsky lane, Suite 224
119017 Moscow, Russian Federation
Telephone: +7 499 788 91 24; +7 (916) 512 70 54
Fax: +7 499 788 91 19
E-mail: info@icota-russia.ru

www.icota-russia.ru

ПРЕДСЕДАТЕЛЬ РЕДАКЦИОННОГО СОВЕТА

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

РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ

Ж. Атти, вице-президент по международным продажам компании Global Tubing;
Ю.А. Балакиров, д.т.н., профессор, заместитель директора по науке и технике международной компании «Юг-Нефтегаз» Private Limited;
К.В. Бурдин, к.т.н., главный инженер Департамента по ремонту скважин с ГНКТ «Шлюмберже»;
Г.А. Булыка, главный редактор журнала;
Б.Г. Выдрик, директор Некоммерческого партнерства «Центр развития колтюбинговых технологий»;
В.С. Войтенко, д.т.н., профессор, академик РАЕН;
Н.А. Демяненко, к.т.н., ведущий научный сотрудник БелНИПИнефть РУП «ПО «Белоруснефть»;
С.А. Заграничный, генеральный директор ТОО «Трайкан Велл Сервис», Казахстан;
Р. Кларк, почетный редактор журнала;
А.Н. Коротченко, директор ООО «ИнТех»;
Е.Б. Лапотентова, генеральный директор СЗАО «ФИДМАШ»;
В.В. Лаптев, к.т.н., первый вице-президент Евро-Азиатского геофизического общества;
А.М. Овсянкин, генеральный директор ООО «Пакер Сервис»;
М.А. Силин, д.х.н., первый проректор по стратегическому развитию НИУ РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина;
Ю.Р. Стерлядев, исполнительный директор по управлению ООО «Татнефть-АктюбинскРемСервис» – заместитель директора в ООО «Татнефть-РемСервис»;
Т.Л. Тамамянц, коммерческий директор ООО «НПО «ВЕРТЕКС»;
А.Я. Третьяк, д.т.н., профессор, академик РАЕН, зав. кафедрой «Нефтегазовые техника и технологии» 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.

ОСНОВАТЕЛЬ ПРОЕКТА – Л.М. Груздилович

ИЗДАТЕЛЬ
ООО «Время колтюбинга»

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

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

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

Материалы, автор которых не указан, являются продуктом коллективной работы сотрудников редакции.

При перепечатке материалов ссылка на журнал «Время колтюбинга» обязательна.

Редакция не всегда разделяет мнение авторов статей.

PRESIDENT OF EDITORIAL BOARD

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

EDITORIAL BOARD

J. Attie, Vice President, International Sales, Global Tubing;
Yu. Balakirov, Doctor of Engineering, Professor, Deputy Director for Science and Technology of the International Company Yug-Neftegaz Private Limited;
H. Bulyka, Editor-in-Chief;
K. Burdin, Doctor of Engineering, Coiled Tubing Geomarket Technical Engineer Schlumberger;
J. Chernyk, Vice President, Foremost Industries LP, Head of Foremost in Russia;
R. Clarke, Honorary Editor;
N. Demyanenko, Doctor of Engineering, Lead Research Scientist of BelNIPIneft, RUE Production Association Belorusneft;
A. Korotchenko, Director, InTech, LLC;
A. Lapatsentava, Director General, NOV FIDMASH;
V. Laptev, Doctor of Engineering, Vice President of Euroasian Geophysical Society;
A. Ovsiankin, Managing Director, Packer Service LLC;
M. Silin, Doctor of Chemistry, First Vice-Rector for Strategic Development, National Research University Gubkin Russian State University of Oil and Gas;
E. Shtakhov, Doctor of Engineering, Deputy Director General, "RosTEKtehnologii";
Yu. Sterlyadev, Executive Director for Management at 'Tatneft-AktyubinskRemServis' – Deputy Director at 'Tatneft-RemServis';
T. Tamamyants, Commercial Director, NPO Vertex Ltd.;
A. Tretiak, Doctor of Engineering, Professor, Member of the Russian Academy of Natural Sciences, Head of Oil and Gas Equipment and Technologies Department, 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, Director General, Trican Well Service, LLP, Kazakhstan.

THE AUTHOR OF THE PROJECT – L. Hruzdzilovich

PUBLISHER
Coiled Tubing Times, LLC

JOURNAL HAS BEEN PREPARED FOR PUBLICATION
by Editorial Board of Coiled Tubing Times Journal and The Russian Chapter of ICoTA

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

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

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

The Journal offers a cooperation to advertisers and persons concerned.

СЛОВО РЕДАКТОРА

Вышел новый номер нашего журнала – юбилейный и, если верить нумерологии, счастливый!
На обложке симметричное число «55» – именно столько выпусков «Времени колтюбинга», а с некоторых пор – и «Времени ГРП» мы подготовили для вас, дорогие читатели, с 2002 года.

Наш журнал – единственное издание в России и СНГ, имеющее право публиковать материалы Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным роботам (ICoTA). «Время колтюбинга» – главный информационный партнер ICoTA в регионе и рупор российского отделения ассоциации – ICoTA-Россия. В конце 2015 года согласно Уставу ICoTA и Регламенту ICoTA-Россия произошла смена руководства отделения. Председателем ICoTA-Россия был избран И.Я. Пирч. Интервью с ним открывает этот номер.

В номере стартует новая рубрика «Теория». Сегодня в ней мы предлагаем ознакомиться с первой частью содержательного материала «Методы увеличения нефтеотдачи пласта и ГРП», представленного компанией «Рок Инжиниринг Сервисез» в не совсем привычной для журнальной публикации форме – в виде последовательной презентации слайдов. Поскольку слайдов около трех сотен, материалы будут публиковаться с продолжением в течение года во всех четырех номерах журнала. Не пропустите!

Как всегда, насыщенна рубрика «Технологии». Вы прочтете о результатах ОПИ по технологии создания сети глубокопроникающих каналов фильтрации в «Белоруснефти», о поинтервальной обработке призабойной зоны терригенных пластов кислотной эмульсией в Западной Сибири, о комплексном подходе к проведению МГРП на ГНКТ от компаний Weatherford и «РИТЭК».

Рубрика «Юбилей» посвящена 25-летию ЗАО «Химеко-ГАНГ» – одного из лидеров производства промысловой химии, хорошо известного как в России, так и за ее пределами. Пользуясь случаем, хочу поздравить с этой знаменательной вехой весь коллектив предприятия и прежде всего его руководство – профессоров М.А. Силина и Л.А. Магадову. Новых успехов вам, дорогие коллеги!

В рубрике «Практика» выступает Д.А. Закружный, ведущий инженер отдела строительства и ремонта скважин Управления скважинных технологий и сервиса Центрального аппарата РУП «Производственное объединение «Белоруснефть». На 16-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы» его доклад «Опыт проведения МГРП» был отмечен как один из лучших.

Не за горами 17-я Международная научно-практическая конференция «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы». Призываю готовиться к ней вместе!

Всегда ваш, Рон Кларк

EDITORIAL

The new issue of our journal is an anniversary issue and, according to numerology, carries a lucky number! You can see the symmetrical “55” on the cover, which is how many issues of Coiled Tubing Times, including the recent Hydraulic Fracturing Times, we have presented to our readers since 2002.

Our journal is the only periodical in Russia and the CIS entitled to publish materials of the Intervention & Coiled Tubing Association (ICoTA). The Coiled Tubing Times is the principal media partner of ICoTA in the region and the voice of the ICoTA-Russia, the Russian branch of the Association. At the end of 2015 the management of the branch was changed under the ICoTA By-Laws and the Regulations of the ICoTA-Russia. I. Ya. Pirch, was elected the Chairman of the ICoTA-Russia; our interview with him is opening this issue.

This issue introduces a new column under the title “Theory”. Today, it will give you an opportunity to see the first part of the Methods of Enhanced Oil Recovery and Hydraulic Fracturing, an in-depth view presented by Rock Engineering Services and prepared in a form of consecutive slides, which can hardly be called a conventional format for the journal. As there are over three hundred slides in the presentation, we are going to publish them serially over the year, in all four issues. Don’t miss it!

The Technologies column is as informative as always. Here you are going to read about the results of pilot testing of technology of deeply-penetrating radial filtration channels creation in RUP PO Belorusneft; about the selective bottomhole treatment of terrigenous reservoirs with acid emulsion, and about the integrated approach to coiled-tubing multistage frac from Weatherford and RITEK.

The Jubilee column is dedicated to the 25th anniversary of Himeko-GANG CJSC, one of the leaders in the field chemistry widely acclaimed both in and outside Russia. On this occasion I would like to congratulate the team of the company, and first of all, its management represented by Professor M.A. Silin and Professor L.A. Magadova on reaching such a landmark. Dear colleagues, I wish you every success!

The Practice column gives floor to D.A. Zakruzhniy, Lead Engineer, Well Construction and Repair Division of Downhole Technologies and Service Department of RUP PO Belorsuneft. His report on Multi-stage Hydraulic Fracturing Experience has been named among the best reports made at the 16th International Scientific and Practical Conference on Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention.

The 17th International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference is just around the corner. Let us cooperate to get ready for it!

Yours ever, Ron Clarke

ПЕРСПЕКТИВЫ

ICoTA-Россия – это открытый клуб профессионалов высокотехнологичного нефтегазового сервиса в регионе
(Беседа с председателем ICoTA-Россия **И.Я. Пирчем**) 7

ТЕХНОЛОГИИ

Н.А. Демяненко, С.Д. Клочков, М.И. Галай, Д.Л. Третьяков, С.С. Семенков
Результаты ОПИ по технологии создания сети глубокопроникающих каналов фильтрации в РУП «ПО «Белоруснефть» 14

А.В. Байрамов, Ф.В. Беляев, M. Bos, В.С. Миронов, А.В. Огородов
Инновационный метод заканчивания интеллектуальных скважин с возможностью повторного проведения ГРП (Mongoose Multistage Unlimited) 24

С.А. Ковалев, М.А. Князев, Р.Ф. Шарипов, Н.В. Паршин
Комплексный подход к проведению МГРП на ГНКТ 32

«Таргин» готов работать с современными технологиями на любых месторождениях
(Беседа с директором по внутрискважинным работам нефтесервисной компании «Таргин» **А. Решетниковым**) 36

Надежная поддержка добычи обеспечивается ООО «Газпром георесурс» 38

Е.В. Паникаровский, Д.А. Кустышев, А.В. Кустышев, Ю.В. Карачарова, М.Д. Антонов
Поинтервальная обработка призабойной зоны терригенных пластов кислотной эмульсией 40

Ю.А. Балакиров, И.Б. Буркинский
Совершенствовать технологию гидравлического разрыва пластов 44

Тезисы докладов, представленных на 16-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы» (часть 2-я) 46

ПРАКТИКА

У нас сложные скважины, требующие высокотехнологичного сервиса
(Беседа с ведущими специалистами компании «НОВАТЭК»: начальником управления внутрискважинных работ **И.Г. Каштановым** и начальником управления супервайзинга **А.А. Деменковым**) 58

«Белоруснефть» готова решать самые сложные задачи
(Беседа с ведущим инженером отдела строительства и ремонта скважин Управления скважинных технологий и сервиса центрального аппарата РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» **Д.А. Закружным**) 66

ЮБИЛЕЙ

Мы растим молодую смену, которая готова создавать и внедрять новые технологии. ЗАО «Химеко-ГАНГ» 25 лет!
(Беседа с д. т. н., профессором кафедры технологии химических веществ для нефтяной и газовой промышленности РГУ (НИУ) нефти и газа имени И.М. Губкина, директором научно-образовательного центра «Промысловая химия», техническим директором ЗАО «Химеко-ГАНГ» **Л.А. Магадовой**) 75

ТЕОРИЯ

М.Г. Рагимов
Методы увеличения нефтеотдачи пласта и ГРП
(Материал предоставлен компанией «Рок Инжиниринг Сервисез» в виде последовательной презентации слайдов) 84

КОЛОНКА ЧЛЕНА РЕДАКЦИОННОГО СОВЕТА

Ю.А. Балакиров
Бактерии препятствуют добыче нефти и газа 94

ОБОРУДОВАНИЕ

«Уралтрубмаш» запустит вторую очередь производства колтюбинга в Краснотурьинске 96

Анкета «Времени колтюбинга» 100

Новости 107

СОДЕРЖАНИЕ • СОДЕРЖАНИЕ • СОДЕРЖАНИЕ • СОДЕРЖАНИЕ • СОДЕРЖАНИЕ • СОДЕРЖАНИЕ •

PROSPECTS

ICoTA-Russia Is an Open Club for Experts in the Sphere of High-TECH Oilfield Service
(Interview with **I. Pirch**, Chair of ICoTA-Russia) 7

TECHNOLOGIES

N. Demyanenko, S. Klochkov, M. Galay, D. Tretjakov, V. Semenkov
The Results of Pilot testing of Technology of Deeply-penetrating Radial Filtration Channels Creation in RUP PO Belorusneft 14

A. Bayramov, F. Belyaev, M. Bos, V. Mironov, A. Ogorodov
An Innovative Method of Intelligent Well Completion with the Possibility of Re-fracturing (Mongoose Multistage Unlimited) 24

S. Kovalev, M. Knyazev, R. Sharipov, N. Parshin
Integrated Approach to Coiled-Tubed Multistage Frac 32

E. Panikarovskiy, D. Kustyshev, A. Kustyshev, Yu. Karacharova, M. Antonov
Selective Bottomhole Treatment of Terrigenous Reservoirs with Acid Emulsion 40

Yu. Balakirov, I. Burkinskiy
Improving Hydraulic Fracturing Technology 44

Proceedings of the 16th International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference (Part 2) 46

PRACTICE

We Have Complicated Wells That Require High Technology Services
(Interview with the leading experts from NOVATEK Company **I. Kashtanov**, Head of Well Intervention Department, and **A. Demenkov**, Head of Supervision Department) 58

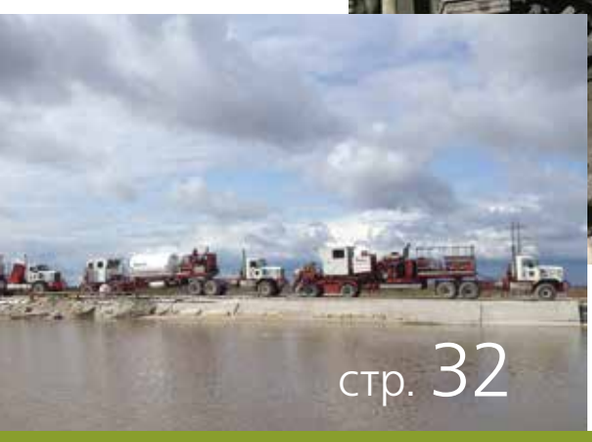
Belorusneft Is Ready To Solve the Most Complicated Tasks
(Interview with **D. Zakruzhniy**, Lead Engineer, Well Construction and Repair Division of Downhole Technologies and Service Department of RUP PO Belorsuneft) 66

JUBILEE

We Are Training the Younger Generation Who Are Willing To Create and Introduce New Technologies. Chimeco-GANG CJSC is 25!
(Interview with **L. Magadova**, Doctor of Engineering Science, Professor of chemical technology for oil and gas industry at Gubkin Russian State University of Oil and Gas, Director of Research and Education Centre of Field Chemistry, Technical Director of Chimeco-GANG CJSC) 75

Coiled Tubing Times Questionnaire 100

News 107



CONTENTS • CONTENTS • CONTENTS • CONTENTS • CONTENTS • CONTENTS • CONTENTS • CONTEN

ICOTA РОССИЯ

Coiled tubing times
ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА

КОЛТЮБИНГ
НП «ЦРКТ»
NP CTTDC

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

The 17th International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference

Осень 2016 года,
Россия, Москва

Тематика:

- Колтюбинговые технологии;
- Актуальные технологии ГРП (МГРП в горизонтальных скважинах, ГПП плюс ГРП, ГРП с азотом, использование колтюбинга при проведении ГРП, большеобъемные ГРП и др.);
- Современные методы геофизического исследования скважин, в т.ч. горизонтальных; доставка геофизических приборов с помощью колтюбинга и внутрискважинных тракторов;
- Внутрискважинный инструмент для высокотехнологичных работ;
- Зарезка боковых стволов;
- Гидромониторное бурение;
- Инструментальный сервис (ловильные операции, фрезерование, установка отсекающих пакеров и др.);
- Новые методы повышения нефтеотдачи пластов;
- Ремонтно-изоляционные работы;
- Промысловая химия для высокотехнологичного нефтегазового сервиса (реагенты и материалы для ГРП, композиции для ПНП, составы для РИР и др.).

Fall 2016
Moscow, Russia

Conference topics:

- Coiled tubing technologies;
- Latest hydraulic fracturing technologies (multi-stage fracturing in horizontal wells, fracturing plus hydraulic jet drilling, nitrogen fracturing, coiled tubing fracturing, large-volume fracturing, etc.);
- Up-to-date well logging techniques, including horizontal wells logging; conveyance of logging tools using coiled tubing and downhole tractors;
- High-tech well intervention equipment;
- Sidetracking;
- Jet drilling;
- Well service (fishing and milling operations, packer setting jobs, etc.);
- New EOR technologies;
- Cement squeeze;
- Oilfield chemistry (hydraulic fracturing chemicals, EOR solutions, cement squeeze mixes, etc.).

КОНТАКТЫ / CONTACTS:
Tel.: +7 916 512 70 54
E-mail: cttimes@cttimes.org,
www.cttconference.ru

www.cttconference.ru

ICoTA РОССИЯ

ICoTA-РОССИЯ – ЭТО ОТКРЫТЫЙ КЛУБ ПРОФЕССИОНАЛОВ ВЫСОКОТЕХНОЛОГИЧНОГО НЕФТЕГАЗОВОГО СЕРВИСА В РЕГИОНЕ

ICoTA-RUSSIA IS AN OPEN CLUB FOR EXPERTS IN THE SPHERE OF HIGH-TECH OILFIELD SERVICE

В конце 2015 года согласно Уставу ICoTA (Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам) и Регламенту российского отделения ICoTA (ICoTA-Россия) произошла смена руководства отделения. Председателем ICoTA-Россия был избран И.Я. Пирч. Сегодня он отвечает на вопросы нашего журнала.

In the end of 2015, according to the By-Laws of ICoTA (Intervention and Coiled Tubing Association) and the Rules of the Russian Chapter of ICoTA (ICoTA-Russia) a change in the Executive Board of Directors of the Russian Chapter took place. I.Ya. Pirch was elected as a Chair of ICoTA-Russia. Today he is answering the questions of our Journal.

«Время колтюбинга»: Иван Яронович, Вы стали председателем российского отделения ICoTA. Какие цели ставит перед собой эта организация и какие задачи Вы ставите перед собой в новой должности?

Иван Пирч: Российское отделение ICoTA, или ICoTA-Россия, входит в состав международной организации ICoTA (Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам) и, следовательно, разделяет ее цели. ICoTA была образована еще в 1994 году как Ассоциация специалистов по колтюбинговым технологиям. Ее основной целью провозглашалось продвижение и поддержка технологий, обмен ими в рамках колтюбинговой отрасли. Некоторое время спустя было признано целесообразным включить в сферу интересов Ассоциации все внутрискважинные технологии и, как следствие, было изменено название. Сейчас это международная Ассоциация специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA). Сегодня ICoTA вовлекает в свои ряды производителей оборудования для внутрискважинных работ, его поставщиков, специалистов сервисных компаний, конечных потребителей колтюбинговых, канатных и кабельных технологий, а также технологий для КРС, закачки технологических жидкостей, тампонажных растворов и сопутствующих технологий.

Coiled Tubing Times:Ivan Yaronovich, you have been elected the Chair of the Russian Chapter of ICoTA.What is the main focus of this organization? What tasks have you set yourself as the Chair of it?

Ivan Pirch: Russian Chapter of ICoTA (ICoTA-Russia) is a part of ICoTA International (Intervention and Coiled Tubing Association) and therefore shares its goals. The International Coiled Tubing Association (ICoTA) was established in 1994 as a means of supporting, communicating, and promoting rapid technological advances within the coiled tubing industry. The name was changed a few years later to Intervention and Coiled Tubing Association (ICoTA) to include all well intervention technologies in the scope of the association. ICoTA seeks the participation and involvement of manufacturers, suppliers, service providers, and end-users of coiled tubing, slickline, wireline, hydraulic workover, pumping and associated technologies.

The mission of the Intervention and Coiled Tubing Association is to enhance communication, gather technical expertise and promote safety, training, competency and accepted practices within the well intervention related industries. Russian Chapter of the Intervention and Coiled Tubing Association (ICoTA-Russia) is a regional representational office

Целью Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам является развитие возможностей для профессионального общения специалистов, аккумуляция технических знаний, обобщение опыта применения инновационных технологий, содействие внедрению новейших разработок в области колтюбинговых технологий и других сегментов высокотехнологичного нефтегазового сервиса и стандартов безопасности проведения работ. Российское отделение Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA-Россия), являясь региональным представителем международной Ассоциации, ставит перед собой аналогичные цели и задачи, но на региональном уровне.

Прежде чем говорить о своих задачах в должности председателя российского отделения, хотел бы отметить работу руководителя отделения К.В. Бурдина в предыдущий срок. Надо сказать, что Константин Валерьевич за период своего руководства развил работу отделения до нового качественного уровня. Он специалист очень высокой квалификации и великолепный организатор.

Какие задачи ставлю перед собой я? Прежде всего, я собираюсь продолжить развитие организации: систематизировать работу отделения, привлечь в его ряды как можно больше специалистов и руководителей разных технологических направлений нефтегазового сервиса, особенно молодежи. Свою стратегическую задачу на этом посту я вижу в пропаганде идей организации и осуществлении ее целей. Я сделаю все от меня зависящее, чтобы способствовать росту авторитета ICoTA в отрасли.

ВК: Какая юридическая база лежит в основе деятельности российского отделения ICoTA? Как отделение связано с головной организацией ICoTA?

И.П.: Российское отделение Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам является информационной структурой, действующей в рамках Некоммерческого партнерства «Центр развития колтюбинговых технологий», и осуществляет свою деятельность в соответствии с Соглашением о сотрудничестве, заключенным между Ассоциацией специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA) и Некоммерческим партнерством «Центр развития колтюбинговых технологий». Базовые положения деятельности отделения определены Регламентом российского отделения Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам, а также Положением о членстве. ICoTA-Россия по отношению к головной организации является региональным отделением. Всего в мире таких отделений насчитывается шесть.

ВК: Какие формы работы, исходя из географической специфики, предпочитает российское отделение ICoTA?

Целью Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам является развитие возможностей для профессионального общения специалистов, аккумуляция технических знаний, обобщение опыта применения инновационных технологий, содействие внедрению новейших разработок в области колтюбинговых технологий и других сегментов высокотехнологичного нефтегазового сервиса и стандартов безопасности проведения работ.

The mission of the Intervention and Coiled Tubing Association is to enhance communication, gather technical expertise and promote safety, training, competency and accepted practices within the well intervention related industries.

of ICoTA. That is why it has similar goals and tasks, but on a regional level.

First order of business, I would like to mention great work that has been done by K.V. Burdin, a former Chair of the Russian Chapter of ICoTA. I should say that during the period of his administration Konstantin Valerjevich has brought the Chapter to a whole new level. He is a specialist with great professional skills and a brilliant organizer.

What tasks do I set to myself? First of all, I'm going to continue the organization's development. I want to systematize the Chapter's operation, attract as many specialists (especially young ones) and executives of various technology directions of oil&gas service in the rows of Chapter's members. My mission as a Chair is to promote the ideas of ICoTA and realize its goals. I will do my best to encourage the growth of ICoTA's authority in the industry.

CTT: What juridical base is under the operation of the Russian Chapter of ICoTA? What is the connection between the ICoTA International and ICoTA-Russia?

Ivan Pirch: Russian Chapter of the Intervention and Coiled Tubing Association (ICoTA) is the information structure operating in the framework of the Non-commercial Partnership "Coiled Tubing Technologies Development Center" (NP CTTDC). It conducts its business according to Cooperation Agreement between ICoTA and NP CTTDC. Basic conditions of Chapter's operation are described in the Rules of the Russian Chapter of ICoTA, as well as in the Membership Regulations. ICoTA-Russia is the regional chapter of the parent organization (ICoTA International). There are six (6) chapters of ICoTA on the globe.

И.П.: Для достижения поставленных целей российское отделение предполагает использовать самые разные формы работы. В первую очередь это:

- проведение мероприятий (форумов, конференций, семинаров и т.п.), предоставляющих участникам возможность углублять коммуникации, повышать технические знания, повышать и поддерживать уровень профессиональной компетенции;
- обеспечение социального взаимодействия, повышающего вовлеченность участников в деятельность отделения;
- поддержка студентов, магистрантов и аспирантов вузов нефтегазового профиля в развитии их способностей в научной и инженерной деятельности в области высокотехнологичного нефтегазового сервиса;
- совершенствование имиджа отрасли путем поддержки программ, направленных на популяризацию инженерных знаний в области высокотехнологичного нефтегазового сервиса;
- учреждение поощрительных наград, вручаемым специалистам и\или компаниям, достигшим впечатляющих успехов в различных аспектах высокотехнологичного нефтегазового сервиса.

Я перечислил основные формы работы, отраженные в Регламенте отделения. Не сомневаюсь, что этот список будет расширяться и совершенствоваться в соответствии с требованиями времени и развития отрасли.

ВК: Какова структура российского отделения?

И.П.: В его состав входят рядовые члены, почетные члены, руководство отделения и члены совета директоров.

Рядовые члены отделения составляют основу организации. Это высококлассные специалисты и руководители практически всех уровней – фактически золотой фонд отрасли, на котором, по сути, держится развитие инновационных технологий. Членом отделения фактически может стать любой желающий, соответствующий определенным критериям, отраженным в Регламенте отделения.

Почетные члены – это лица, которым такое звание присвоено советом директоров отделения в знак признания их значительного вклада в развитие колтюбинговых технологий, технологий внутрискважинных работ и в целом в развитие высокотехнологичного нефтегазового сервиса Российской Федерации и СНГ. Почетное членство может присваиваться также за вклад в становление и развитие самого отделения.

Управление текущей деятельностью ICoTA-Россия осуществляет руководство в составе:

- председателя;
- заместителя председателя;
- представителя ICoTA-Россия в совете директоров ICoTA;
- исполнительного директора.

Определение основных направлений деятельности российского отделения и решение других стратегические вопросов, касающихся перспектив развития отделения, осуществляет совет директоров.

CTT: Which activity forms does the Russian Chapter of ICoTA prefer?

Ivan Pirch: In order to reach the desired goals, the Russian Chapter will use a wide variety of activity forms. First of all, the following should be mentioned:

- organization of various events (forums, conferences, workshops, etc.) that allow their participants to communicate with each other, improve their technical expertise and increase their professional skills;
- support of social networking that increase the engagement of social group members into the Chapter's activities;
- support of students, Master's Degree and Ph.D. students of the oil and gas institutions in their skills development, as well as their scientific and engineering activities in the sphere of high-tech oilfield service;
- promotion of industry image by supporting the programs aimed at popularization of the engineering knowledge in the sphere of high-tech oilfield service;
- establishment of promotional rewards that will be presented to the specialists and/or companies that have reached impressive gains in various aspects of high-tech oilfield service.

I have just listed the basic forms of activities that are described in the Rules of the Russian Chapter of ICoTA. I'm sure that this list will be expanded and improved according to the call of times and the industry requirements.

CTT: What is the structure of the Russian Chapter of ICoTA?

Ivan Pirch: The Chapter's structure includes ordinary Members, Honorary Members, Chapter's Officers and Director Members.

Ordinary Chapter Members are the basis of the organization. They are top-ranked specialists and managers of almost all levels. It's a gold pool of the industry, which, in fact, fuels the development of innovative technologies. Every person that meets the requirements stated in the Rules of the Chapter can become a Member of ICoTA-Russia.

Honorary Members are individuals that were granted this position by the Board of Directors in recognition of their significant contribution into the development of coiled tubing and/or well intervention technologies or the high-tech oilfield service in general. Honorary membership can also be granted in recognition of the contribution to the establishment and development of the Chapter itself.

The Officers of ICoTA-Russia manage its everyday business. They include:

- Chair;
- Deputy Chair;
- Representative of ICoTA-Russia in the ICoTA Board of Directors;
- Executive Director.

Board of Director defines the main directions

В него входят:
- руководство отделения;
- предыдущий председатель отделения;
- два члена совета директоров, избираемых из числа наиболее активных рядовых членов отделения.

ВК: Что нужно для того, чтобы стать членом российского отделения ICoTA? Как осуществляется прием в организацию?

И.П.: Стать членом российского отделения ICoTA несложно. Для этого необходимо проживать или работать в Российской Федерации или другой стране СНГ, поддерживать идеи и цели отделения и зарегистрироваться как действующий член отделения в установленном порядке – подать соответствующее заявление о приеме в члены ICoTA-Россия, предоставить контактную информацию и заплатить годовой членский взнос.

ВК: Какие преимущества получает специалист, став членом российского отделения ICoTA?

И.П.: Во-первых, быть членом такой авторитетной организации, как ICoTA, очень престижно. Но это, естественно, не все. Самое главное – то, что члены ICoTA-Россия получают доступ к информационным базам материалов о современных инновационных технологиях и оборудовании, направленных на повышение эффективности добычи углеводородов. Они могут принимать участие во всех мероприятиях регионального и международного уровня на условиях, определенных головной организацией ICoTA и региональными отделениями, в частности, на льготных условиях принимать участие в ежегодной Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы», соорганизатором которой является отделение, пользоваться информационными ресурсами (материалами и презентациями) указанной конференции, в процессе личного общения обмениваться информацией по профессиональным вопросам. Каждый член ICoTA-Россия получает ежегодно обновляемый список всех членов отделения с указанием их профессиональных позиций и контактных данных, что позволяет легко устанавливать полезные контакты. Члены отделения получают электронную версию научно-практического журнала «Время колтюбинга». Все это дает возможность повысить свой профессиональный уровень, внести непосредственный вклад в развитие отрасли. Но самое главное, с моей точки зрения, это то, что член ICoTA-Россия обретает единомышленников, способных поддержать его на трудном и порой тернистом пути внедрения новых идей в свою непосредственную деятельность.

ВК: Можно ли назвать ICoTA-Россия элитарным клубом?

И.П. Точнее будет сказать, что ICoTA-Россия – это открытый клуб профессионалов, объединяющий приверженцев высокотехнологичного нефтегазового сервиса в регионе. Присоединяйтесь!

of activities of the Russian Chapter and makes decisions on other strategic points connected with the prospects of Chapter's development. The Board of Directors includes:
- Chapter's Officers;
- the Chapter's ex-Chair;
- two Director Members elected from the most active ordinary Members of the Chapter.

CTT: How is it possible to become a Member of the Russian Chapter of ICoTA?Is there some kind of acceptance procedure?

Ivan Pirch: It's very easy to become a Member of the Russian Chapter of ICoTA. In order to be accepted as a Member, one has to live or work on the territory of Russian Federation or CIS countries, support the ideas and goals of the Chapter and register as a Member according to the established procedure. The latter includes submission of the corresponding application, provision of personal contact data and payment of the annual membership fee.

CTT: What benefits are provided to the members of the Russian Chapter of ICoTA?

Ivan Pirch: First of all, it is very prestigious to be a member of such a credible organization as ICoTA. Of course, that's not all. The most important benefit is that the members of ICoTA-Russia gain access to data bases containing materials about state-of-the-art innovative technologies and equipment that increase hydrocarbon production efficiency. They can take part in all international and regional ICoTA activities on special terms. In particular, they will be given a significant discount for participation in the International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference, use information resources (materials and presentations) of this conference, and exchange information with other professional in face-to-face interactions. Each member of ICoTA-Russia receives annually updated list of all Chapter's members with information about their positions and contact data, which facilitates the process of useful contacts establishment. All members of the Chapter will regularly receive PDF-versions of the Coiled Tubing Times Journal. All this gives an individual the possibility to increase his/her professional level and make a direct contribution to the development of coiled tubing and well intervention industry. But the most important thing, in my opinion, is that each member of ICoTA-Russia finds like-minded fellows that are ready to encourage each other on the difficult and thorny way of professional development.

CTT: Is it possible to call ICoTA-Russia an exclusive club?

Ivan Pirch: It is better to say that ICoTA-Russia is an open club for experts in the sphere of high-tech oilfield service. Join us!

ICoTA РОССИЯ

Целью Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам является развитие возможностей для профессионального общения специалистов, аккумуляция технических знаний, обобщение опыта применения инновационных технологий, содействие внедрению новейших разработок в области колтюбинговых технологий и других сегментов высокотехнологичного нефтегазового сервиса и стандартов безопасности проведения работ.

Российское отделение Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA-Россия) является информационной структурой, действующей в рамках Некоммерческого партнерства «Центр развития колтюбинговых технологий», и осуществляет свою деятельность в соответствии с Соглашением о сотрудничестве, заключенным между Ассоциацией специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA) и Некоммерческим партнерством «Центр развития колтюбинговых технологий».

ЗАЯВЛЕНИЕ

Прошу принять меня в члены ICoTA-Россия

Фамилия _____ Написание по-английски _____

Имя _____ _____ Написание по-английски _____

Отчество _____

Организация/компания/структура _____

Должность _____

Адрес электронной почты _____

Телефон служебный _____ Факс _____

Телефон мобильный _____

Почтовый адрес для связи _____

Дата _____ Подпись _____

Пожалуйста, отправьте заполненное заявление по факсу: +7 499 788 91 19
или скан заявления на e-mail: **info@icota-russia.ru**

Coiled tubing times

ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА
ВРЕМЯ ГРП

ЖУРНАЛ,
о современном высокотехнологичном нефтегазовом сервисе – об инновационном оборудовании и технологиях

КОЛТЮБИНГ –
это инструмент, преображающий все внутрискважинные работы

www.cttimes.org

Индекс в подписном каталоге «Роспечать» – 84119

RPI

НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ 2016

XII Международный симпозиум

«ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ – 2016»

28 апреля, Москва, «Балчуг Кемпински»

XIII Международная конференция

«ОСВОЕНИЕ ШЕЛЬФА РОССИИ И СНГ – 2016»

20 мая, Москва, «Балчуг Кемпински»

XV Международный форум

«СЕРВИС И ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ РОССИИ – 2016»

14 октября, Москва, «Балчуг Кемпински»

I Международный форум

«РЫНОК НЕФТЕПРОДУКТОВ РФ: МАРКЕТИНГ И ЛОГИСТИКА – 2016»

20-21 октября, Москва

VII «МОСКОВСКАЯ НЕДЕЛЯ СМАЗОЧНЫХ МАТЕРИАЛОВ – 2016»

15-18 ноября, Москва,«Азимут Олимпик»

+7 (495) 502 54 33; +7 (495) 778 93 32

Konstantinova.Elena@rpi-inc.ru
Lisak@rpi-inc.ru

www.rpi-conferences.com

УДК 622.24.(476)

Результаты ОПИ по технологии создания сети глубокопроникающих каналов фильтрации в РУП «ПО «Белоруснефть»

The Results of Pilot Testing of Technology of Deeply-Penetrating Radial Filtration Channels Creation in RUP PO Belorusneft

Н.А. ДЕМЯНЕНКО, ведущий научный сотрудник отдела развития инновационных технологий, к. т. н.; С.Д. КЛОЧКОВ, заведующий отделом развития инновационных технологий; М.И. ГАЛАЙ, ведущий инженер-технолог отдела развития инновационных технологий; Д.Л. ТРЕТЬЯКОВ, ведущий инженер-конструктор отдела развития инновационных технологий; С.С. СЕМЕНКОВ, инженер-технолог 1 категории отдела развития инновационных технологий; БелНИПИнефть

N. DEMYANENKO, Ph.D., leading research associate in innovative technologies development department, S. KLOCHKOV, chief manager in innovative technologies development department, M. GALAY, leading application engineer in innovative technologies development department, D. TRETJAKOV, leading construction engineer in innovative technologies development department; V. SEMENKOV, leading application engineer(1st category) in innovative technologies development department. BelNIPIneft

На текущий момент большинство открытых нефтяных и газовых месторождений как РУП «ПО «Белоруснефть», так и многих нефтегазодобывающих компаний Российской Федерации и других стран, обеспечивающих основную добычу углеводородного сырья, вступили в последнюю стадию разработки. Для этой стадии характерна высокая степень обводненности добываемой продукции, низкая рентабельность работы добывающего фонда скважин и всей системы сбора и подготовки нефти. Степень выработки запасов достигает 70–90% и более. В то же время, несмотря на значительную выработку, еще достаточно большие объемы извлекаемых запасов углеводородов находятся в разрабатываемых залежах. Для активизации выработки этих запасов нефтегазодобывающие компании внедряют различные дорогостоящие технологии. При этом в ряде случаев в условиях пластов весьма неоднородных по фильтрационно-емкостным свойствам как по площади, так и по разрезу, для получения положительного результата в виде увеличения дебита скважин по нефти требуется адресное воздействие на конкретные зоны или слабо выработанные интервалы залежей. С этой целью нами разработаны оборудование и технология, позволяющие создавать в пределах низкопроницаемых, слабо выработанных и слабо дренируемых разностей пород-коллекторов на разных уровнях систему (сеть) глубокопроникающих каналов фильтрации. Фактически происходит формирование системы сбора пластового флюида в низкопроницаемых разностях пород-коллекторов. Радиально выполненные, по отношению к стволу скважины глубокопроникающие каналы фильтрации

At present time most of the explored oil and gas fields in RUP PO Belorusneft's and other Russian oil and gas producing companies are at the closing stage of development. This stage is characterized by high watercut of the produced fluid and low profitability of operation of production wells and facilities for oil and gas gathering and processing. Even though reserves depletion factor reaches a significant value (up to 70–90% and more), deposits under development still contain large volumes of hydrocarbon recoverable reserves. In order to recover these reserves companies introduce a lot of high-cost technologies. In some cases, when layers exhibit heterogeneous behavior (non-uniform distribution of the reservoir properties) in order to enhance well productivity it is necessary to perform treatment of specific zones and intervals with low drainage volume. For this purpose we developed equipment and technology that enables creation of deeply-penetrating filtration channels system in low-permeable and poorly drained reservoir rocks at different levels. In fact, this technology provides reservoir fluid withdrawal system in low-permeable rocks.Radial-type deeply-penetrating channels enable multifold increase in fluid filtration area.

This technology is an alternative to hydraulic fracturing and short-radius sidetracking technologies. It is designed for:

- Enhancement of connectivity between the well and low-permeable zones and producing interlayers.
- Extension of well drainage radius
- Providing communication between borehole and poorly depleted remote formation zones.

The first and only company that owns the rights for this technology is Radial Drilling Services (RDS, USA). The results of application of radial drilling technology over the world (including Russia) showed two-fold

позволяют многократно увеличить площадь фильтрации пластовых флюидов к стволу скважины.

Технология является альтернативой технологии ГРП и бурения боковых стволов со сверхкороткими радиусами зарезки и направлена на:

- улучшение гидродинамической связи скважины с низкопроницаемыми зонами и пропластками продуктивного пласта;
- увеличение приведенного радиуса скважины;
- получение связи ствола скважины с удаленными, слабо выработанными зонами пласта.

Пионером и единственной компанией, на сегодняшний день владеющей правами на подобную технологию, является компания Radial Drilling Services (RDS, США). Результаты применения технологии радиального вскрытия пласта в мире (в том числе и на территории РФ) показывали среднее увеличение дебита скважин в 2 раза при успешности работ около 75%.

Технология является альтернативой технологии ГРП и бурения боковых стволов со сверхкороткими радиусами зарезки.

This technology is an alternative to hydraulic fracturing and short-radius sidetracking technologies.

В 2008 году РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» заключило договор с компанией RDS на выполнение работ на 5 скважинах на месторождениях Республики Беларусь. Результаты проведенных работ получились неоднозначными. С одной стороны, проведенные работы подтвердили возможность получения в коллекторе протяженного канала фильтрации. При этом улучшения в динамике работы скважин и прироста дебита добываемой продукции зафиксировано не было.

Основной причиной низкой эффективности работ, на наш взгляд, были ограничения по максимальной глубине скважин (до 2000 м) и группе прочности материала эксплуатационной колонны (группа прочности Д), при которых возможно проведение работ по технологии компании RDS. На месторождениях РУП «ПО «Белоруснефть» продуктивные пласты залегают на глубинах более 2000 м, а скважины оснащены эксплуатационными колоннами из металла группы прочности Р и выше. Поэтому для опробования технологии с большим трудом подобрали 5 скважин, причем не лучших с точки зрения получения эффекта.

В процессе опробования технологии компании RDS нами были выявлены следующие ее недостатки:

- мощность применяемого ВЗД ограничена пропускной способностью гибкой трубы;
- отсутствует жесткая фиксация положения инструмента при сверлении отверстия в эксплуатационной колонне;

increase in well rate, 75% of all operations were performed successfully.

In 2008 RUP PO Belorusneft signed a contract with RDS company for performing operations in 5 wells at the oilfields in the Republic of Belarus. Performed operations showed ambiguous results. On the one hand, these operations proved technical feasibility of long filtration channel creation. On the other hand, no improvement of well operation and no increase in well rate were registered.

We suppose that the main reason for low efficiency of these operations was the following limitations of RDS company technology: maximum depth (up to 2000 m) and steel grade (N-80, Russian «D»). At the oilfields of RUP PO Belorusneft oil and gas bearing formations depth is more than 2000 m, wells are equipped with casing strings with steel grade «R» and higher. That`s why it was quite hard task to select 5 wells even though these wells were not best suitable for obtaining good results.

During test-run of RDS company technology the following disadvantages were identified:

- Downhole drilling motor capacity is limited by the maximum pumping flow rate of coiled tubing
- Inability to provide stable positioning of the tool when making holes in casing string.
- The process of making holes in casing is not controlled at the surface.
- Two and more CT tripping operations needed for creating one filtration channel.
- Inability to control different stages of operation and orienting channel direction.
- Created filtration channel is not cleaned from process fluid and washing products.

According to experimental results, it is not possible to perform jetting under the conditions of the oil and gas fields in Belarus. Fundamental changes in technology and equipment are required.

New equipment assembly was developed for successful implementation of this technology. This equipment enables creation of long filtration channels in wells with the following parameters: casing string steel grade: R110 and higher, casing diameter: 139,7 mm, depth: up to 4000 m. Moreover, during development process, strong requirement for equipment and technology was technical feasibility to manage the process of making holes in casing and to confirm creation of these holes at the surface.

Procedure of equipment assembly operation for creation of deeply-penetrating filtration channels is described below:

- Milling assembly is lowered into the well on tubing to required depth and is fixed with two-sides mechanical anchor.
- Logging for determination of azimuthal angle of milling bit.
- Milling bit is oriented to required azimuthal angle to initiate the first hole.
- Milling of the first casing hole with recording of

- процесс сверления отверстия в обсадной колонне не контролируется на устье скважины;
- необходимы две и более спуско-подъемные операции гибкой трубы для получения одного фильтрационного канала;
- отсутствуют средства контроля за этапами выполнения работ и ориентацией направления канала в пространстве;
- не производится очистка созданного канала фильтрации от заполняющей его рабочей жидкости и продуктов размыва.

Анализ полученных результатов показал, что реализация гидромониторного размыва породы в условиях месторождений РБ невозможна без коренного изменения технологии и оборудования для ее обеспечения.

Для успешной реализации технологии гидромониторного размыва был разработан комплекс оборудования, который позволяет создавать протяженные каналы фильтрации в скважинах с эксплуатационной колонной из стали группы прочности Р110 и выше с диаметром колонн 139,7 мм, на глубинах до 4000 м. Кроме того, при разработке оборудования обязательным требованием к нему и технологии являлась возможность управления процессом сверления эксплуатационной колонны и получение инструментального подтверждения на устье факта получения отверстий в эксплуатационной колонне.

Схема работы комплекса оборудования для создания сети глубокопроникающих каналов фильтрации следующая:

– в скважину на колонне свинчиваемых труб на заданную глубину спускается сверлящая компоновка и фиксируется с помощью двухстороннего механического якоря;
– выполняются геофизические работы по определению азимутального положения сверла;
– производится установка сверла в заданное азимутальное направление для сверления первого отверстия;
– выполняется сверление первого отверстия в эксплуатационной колонне с регистрацией параметров сверления (отображаются на мониторе компьютера в виде графика);
– выполняется отвод сверла в исходное положение;
– производится поворот сверла на заданный угол и сверление последующих отверстий;
– после сверления необходимого количества отверстий производится совмещение отклоняющего башмака с первым просверленным отверстием;
– в колонну НКТ спускается закрепленный на ГНКТ рукав высокого давления с гидромониторной насадкой, которая входит в отверстие, просверленное в стенке обсадной колонны.
– насосом с устья скважины к гидромониторной насадке подается под давлением рабочая жидкость и производится формирование

drilling parameters (plot is displayed on a PC screen).
- Rotating milling tool to initial position.
- Rotating milling tool through required angle and milling of the next holes.
- After milling of the required number of casing holes deflector shoe is oriented against the first hole.
- CT-conveyed high-pressure hose with jet nozzle is lowered into the tubing, then through the casing hole.
- Process fluid is pumped with surface pump through to jet nozzle thus creating filtration channel (jetting direction is not controlled).
- Jet nozzle is pulled out of created channel to deflector shoe.
- Deflector shoe is rotated to the next hole.
- Jetting ofthe next channels.
- As may be required, after creation of system of several long filtration channels (from 1-2 up to 8) in one plane, assembly with CT and anchor is moved within productive formation and is set at another required depth (another level) for creation offiltration channels system at the 2nd level.

Milling of holes in casing string, rotation and movement of bottomhole assembly are controlled by an operator at the surface. Communication with bottomhole assembly is established through the wireline that is lowered in annulus.

Bottomhole assembly control unit enables:

1. Acquisition and recording in real-time mode of the following parameters:
- Temperature in electronics module zone;
- Milling depth;
- Electric current needed for motor drive to move and rotate milling tool.
2. Controlling from the surface of the following processes:
- Milling tool movement;
- Maximum accepted weight applied to the milling tool;
- Milling direction;
- Turning on/off motor drives for milling tool movement and rotation.

Equipment developed for deeply-penetrating filtration channels creation consists of:
- Jet drilling unit;

Был разработан комплекс оборудования, который позволяет создавать протяженные каналы фильтрации в скважинах с эксплуатационной колонной из стали группы прочности Р110 и выше с диаметром колонн 139,7 мм, на глубинах до 4000 м.

New equipment assembly was developed for successful implementation of this technology. This equipment enables creation of long filtration channels in wells with the following parameters: casing string steel grade: R110 and higher, casing diameter: 139,7 mm, depth: up to 4000 m.

канала фильтрации (направление размыва нерегулируемое);
– насадка выводится из созданного канала в башмак;
– производится поворот башмака к следующему просверленному отверстию;
– выполняется размыв последующих каналов;
– при необходимости после формирования системы из нескольких протяженных каналов фильтрации (от 1–2 до 8) в одной плоскости вся компоновка с колонной НКТ и якорем перемещается внутри обсадной колонны в пределах продуктивного пласта и устанавливается на другой заданной глубине (другом уровне) для формирования второго уровня сети каналов фильтрации.

Сверление отверстий в эксплуатационной колонне, а также поворот и перемещение компоновки управляется оператором с устья скважины. Связь с внутрискважинной компоновкой осуществляется посредством геофизического кабеля, спускаемого снаружи колонны свинчиваемых труб.

Блок управления внутрискважинной компоновкой позволяет:

1. Регистрировать в режиме реального времени и записывать на жесткий диск:
• температуру в зоне блока электроники;
• глубину сверления колонны;
• ток, потребляемый двигателем привода сверла, перемещения сверла, поворота компоновки.
2. Управлять с рабочего места оператора процессом:
• подвода/отвода сверла.
• допустимой нагрузкой на сверло.
• направлением сверления.
• включения/выключения двигателей привода сверла, перемещения сверла, поворота компоновки.

Разработанный комплекс для создания сети глубокопроникающих каналов фильтрации состоит из:

• установки для струйного вскрытия пласта СВП1;
• комплекта внутрискважинного оборудования;
• желоба направляющего;
• комплекта противовыбросового оборудования;
• комплекта ЗИП.

Установка СВП1 (рис. 1) предназначена для доставки компоновки гидромониторного размыва к отклоняющему башмаку внутрискважинной компоновки и обеспечения закачки по ГНКТ рабочей жидкости (в т.ч. и кислотных составов).

Внутрискважинная компоновка (рис. 2) спускается на НКТ и предназначена для выполнения отверстия в эксплуатационной колонне и направления гидромониторной насадки в созданное отверстие.

Комплект ПВО (рис. 3) предназначен для герметизации устья скважины в процессе работы установки СВП1, рассчитан на рабочее давление – 35 МПа.

Желоб направляющий (рис. 3) предназначен

Рисунок 1 – Установка для струйного вскрытия пласта СВП1
Figure 1 – Jet drilling unit

Рисунок 2 – Внутрискважинная компоновка
Figure 2 – Bottomhole assembly

- Bottomhole assembly;
- Guide arch;
- Pressure control equipment;
- SPTA (spare parts tools and accessories).

Jet drilling unit (fig. 1) is designed for running jetting assembly to deflector shoe and providing pumping of process fluids (including acid solutions) through coiled tubing.

Bottomhole assembly (fig. 2) is run in hole via tubing. It is designed for making holes in casing string and guiding jet nozzle into created hole.

Pressure control equipment is designed for sealing wellhead during jet drilling unit operation. Working pressure – 15 MPa (2170 psi).

Guide arch is designed for guiding coiled tubing from reel into the hole.

Jet assembly consists of CT-conveyed high-pressure hose. Jet nozzle is mounted to the bottom of the hose. In most cases jet nozles are equipped with four jetting and six reactive holes.

At present time pilot testing of technology of deeply-penetrating radial filtration channels creation was performed in 6 wells. During pilot testing of this technology, there were two main stages performed sequentially:

1. Prove-out of technology and operation modes of milling holes in casing string with bottomhole milling tool.
2. Prove-out of technology and operation modes of deeply-penetrating radial filtration channels creation at different depths of borehole.

The results of prove-out of technology of milling holes in casing string are shown in table 1. The process of milling holes provides all required conditions for high-pressure hose to get through these holes for deeply-penetrating channels creation. As a whole,

для направления гибкой трубы к устью скважины.

Компоновка для размыва состоит из рукава высокого давления, закрепляемого на ГНКТ. Низ рукава высокого давления оснащается гидромониторной насадкой. В основном применяются гидромониторные насадки с четырьмя размывающими и шестью реактивными отверстиями.

На данный момент опытно- промысловые испытания (ОПИ) технологии создания сети глубокопроникающих каналов фильтрации проведены на 6 скважинах. В процессе ОПИ технология отрабатывалась по двум основным элементам, которые выполняются последовательно:

1. Отработка технологии и технологических режимов сверления отверстий в эксплуатационной колонне с помощью скважинного блока сверления.
2. Отработка технологии и технологических режимов создания сети глубокопроникающих каналов фильтрации на различных уровнях по стволу скважины.

Результаты отработки технологии сверления отверстий в эксплуатационной колонне приведены в табл. 1. В процессе сверления колонны готовятся условия для прохождения через эти отверстия рукава высокого давления для создания сети глубокопроникающих каналов. В совокупности за период ОПИ сверление отверстий выполнялось в колоннах с группой прочности материала К (скважина № 76 – Вишанская) и Р-110 (остальные скважины). ОПИ выполнялись при температурах в интервалах пластов, которые предстояло вскрывать глубокопроникающими каналами от 45 (скважина № 4 – Чистолужская) до 82 градусов Цельсия (скважина № 80 – Барсуковская). Глубины по стволу скважины, сверления отверстий изменяются от 2515,5 м в скважине № 4 – Чистолужская до 3396 м в скважине № 194 – Ю.-Осташковичская (табл. 1). Толщина стенки эксплуатационных колонн от 10,5 до 11,0 мм. Всего суммарно при выполнении ОПИ в эксплуатационных колоннах было просверлено 59 отверстий. Как показали ОПИ, фактическое время сверления одного отверстия изменяется в широких пределах: от 5 до 480 минут (табл. 1). Только контроль за движением сверла в режиме реального времени, который реализован в разработанном оборудовании и технологии, позволяет иметь информацию о состоянии просверленного отверстия. В период выполнения ОПИ по сверлению отверстий были получены следующие осложнения:

1. Короткое замыкание при попытке поворота к третьему отверстию на глубине 2695 м в скважине № 76 – Вишанская.
2. Заклинивание сверла при отводе его после выполнения последнего отверстия в скважине № 76 – Вишанская на глубине 2683,1 м.
3. Заклинивание узла сверления при повороте

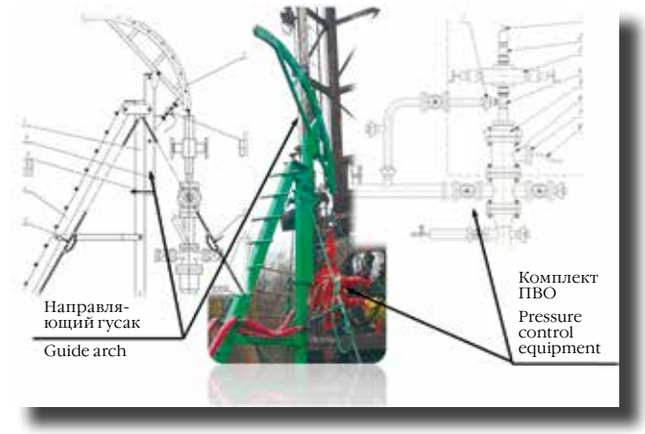


Рисунок 3 – Устьевое оборудование
Figure 3 – Wellhead equipment

Рисунок 4 – Гидромониторная насадка
Figure 4 – Jet nozzle

throughout pilot testing period hole-milling was performed in casing strings with steel grade K (well № 76 – Vishanskoye) and R-110(the rest of wells). Pilot testing was performed in required formations intervals at temperatures ranging from 45°C (well № 4 – Chistoluzhskaya) to 82°C (well № 80 – Barsukovskaya) and measured depth of hole-milling ranging from 2515.5 m (well № 4 – Chistoluzhskaya) to 3396 m (well № 194 – Ostashkovichskaya) (table 1). Casing wall thickness - from 10.5 to 11.0 mm. Total number of milled holes during pilot testing is 59. According to pilot testing data, time spent for milling of one hole varies over a wide range from 5 to 480 min (table 1). The only source of information about milled hole conditions is control of milling bit movement in real-time mode as a part of developed equipment and technology. During hole-milling pilot testing there were the following problems:

1. Short circuit when attempting to rotate to the 3rd hole at 2695 m in well № 76 – Vishanskaya.
2. Milling bill stall when returning to initial position after milling of the last hole at 2683.1 m in well № 76 – Vishanskaya.
3. Milling tool stall when rotating to the 3rd hole at 2608 m in well №147 - Vishanskaya.
4. Partial stalling of milling bit feed drive when attempting to mill the 4th hole at 3296 m in

Таблица 1 – Отработка технологии сверления отверстий в эксплуатационной колонне
Table 1 – Prove-out of technology of milling holes in casing string

№ п.п.	№ скв., месторождения Well №, field	Дата выполнения работ Operation date	Глубина Depth, m	Пластовая t, град. Bottomhole Temperature, °C	dэ.к., мм Dc.s., mm	Толщина стенки э.к., мм Casing well thickness, mm	Группа прочности материала э.к Casing steel grade	Параметры сверления отверстий в колонне Parameters of milling holes in casing string				
								№ отв./ № of hole	Время сверления, мин. Milling time, min	Выход сверла до начала сверления, мм Milling bit step-over before milling, mm	Выход сверла после окончания сверления, мм Milling bit step-overafter milling, mm	Примечание Comments
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	76 Вишанская 76 Vishanskaya	01.07 – 12.07.2013	2695,5	54	146	11	К	1	70	13,5	30,3	Обрыв рукава высокого давления High pressure hose burst
								2	50	12	30,3	
								3	40	13,5	30,3	
								4	37	14	30,5	
		12.07 – 17.07.2013	2695					1	33	12,5	30,5	Короткое замыкание в коллекторе при попытке поворота к третьему отверстию
								2	25	14,5	30,5	Short circuit in reservoir when attempting to rotate to the 3rd hole
		08.11 – 17.11.2013	2695,1					1	60	8,1	24,2	Сверление выполнено успешно Milling completed successfully
								2	70	8,5	25,5	
								3	180	12,7	30,1	
								4	360	11,3	26,6	
		08.01 – 19.01.2014	2684,6					1	5	14	29,5	Сверление выполнено успешно Milling completed successfully
								2	9	8,9	26,7	
								3	18	8,4	24,1	
								4	17	13,5	29,3	
			2683,1					1	30	12,4	27,6	После выполнения последнего отверстия заклинивание сверла при отводе Milling bill stall when returning to initial position after milling of the last hole
								2	31	15,1	30	
								3	34	13,5	28,8	
								4	35	12,2	25,6	
2	147 Вишанская 147 Vishanskaya	27.01 – 14.02.2014	2608	54	139,7	10,5	Р-110	1	40	13,5	30,3	Заклинивание узла сверления при повороте к третьему отверстию Milling tool stall when rotating to the 3rd hole
								2	60	12,0	30,3	
			2590					1	30	11	11,7	Отверстие не выполнено No hole initiation
								1	480	11	21,7	Отверстие не выполнено No hole initiation
3	101 Славаньская 101 Slavanskaya	22.02 – 21.03.2014	3566	78	139,7	10,5	Р-110	1	60	5,7	21,4	Сверление выполнено успешно Milling completed successfully
								2	210	7,4	23	
								3	20	3,3	29,1	
								4	30	8,4	29,4	
4	4 Чистолужская 4 Chistoluzhskaya	24.03 – 08.02.2014	2515,5	45	139,7	10,5	Р-110	1	120	14,2	25,6	Сверление выполнено успешно Milling completed successfully
								2	130	12,8	25,2	
								3	100	14,3	25,7	
								4	130	19,3	28,1	
5	194 Ю.-Осташковичская 194 U.-Ostashkovichskaya	08.04 – 21.05.2014	3396	75	139,7	10,5	Р-110	1	180	8,4	26,4	Сверление выполнено успешно Milling completed successfully
								2	60	8,7	27,7	
								3	60	9,5	28,2	
								4	45	10,2	29,5	
			3330,7					1	30	13,2	29,8	
								2	25	13,5	30	
								3	45	14,5	30	
								4	25	12,4	30	
			3316,2					1	30	9,8	30	
								2	35	11,4	30	
								3	35	12,7	30	
								4	35	13,8	30	
			3313					1	30	12,1	30	
								2	30	13,9	30	
								3	20	10,8	30	
								4	20	11,7	30	

Окончание таблицы 1 / Table 1 end

6	80 Барсуковская 80 Barsukovskaya	07.07 – 07.08.2014	3306	82	139,7	10,5	P-110	1	170	8,2	24	Короткое замыкание при попытке перемещения скважинной компоновки в положение размыва Short circuit when attempting to move assembly into jetting position
								2	25	8,4	24		
								3	480	7,6	22,3		
								4	10	9,8	21,4		
		04.09 – 03.10.2014	3305					1	20	8,2	22,5	Отказ привода перемещения при повороте скважинной компоновки в положение размыва Milling bit feed drive fail when attempting to rotate assembly into jetting position	
								2	36	7,9	20,6		
								3	32	8,1	25,3		
								4	20	8,4	24,8		
		24.11 – 16.12.2014	3305,4					1	30	7,4	22,3	Работа выполнена в штатном режиме Job performed without complications	
								2	60	7,8	24,5		
								3	90	6,7	21,6		
								4	30	9,8	26,8		
			3296					1	60	10,1	24,1	Последнее отверстие не выполнено из-за подклинивания привода подачи сверла Stalling of milling bit feed drive, last hole is not created	
								2	90	7,6	22,5		
								3	90	9,2	23,6		
								4	120	8,8	-		

Таблица 2 – Технологические режимы создания сети глубокопроникающих каналов фильтрации при ОПР

Table 2 – Operation modes of deeply-penetrating filtration channels creation during pilot testing

№	№ скв., месторождения Well №, field	Дата выполнения работ Operation date	Длительность выполнения работ, сут Operation duration, days	Горизонт, порода Horizon, rock	Глубина/Depth	Зенитный угол, град. Zenith angle, °	Кол-во отв. на глубине Number of holes at depth	Длина канала, м Channel length, m	Operational parameters of one channel creation, m					
									Время, мин Time, min	Скорость проходки, м/мин Jetting rate, m/min	Расход, л/мин Flow rate, l/min	Давление, МПа Pressure, MPa	Кислотная обработка Acid treatment	Примечание Comments
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1	76 Вишанская 76 Vishanskaya	08.11 – 17.11.2013	10	el-zd, карбонаты el-zd, carbonates	2695,1	20,5	2	100	40	1–3	14–15	60–65	нет no	Обрыв рукава высокого давления High pressure hose burst
								100	60	1–2	15	65		
		08.01 – 19.01.2014	12	el-zd, carbonates	2684,6		4	100	40	1–5	12,5	55	да yes	-
								100	45	1–5	12,5	50		
								100	40	1–5	13,3	58–60		
								100	50	1–5	13,3	55		
					2683,1			100	25	3–5	12,5	50	нет no	После сверления 4-го отверстия произошло заклинивание сверла при отводе Milling bill stall when returning to initial position after milling of the 4th hole
								100	30	3–5	13,3	55		
								100	20	3–5	13,3	55		
								100	40	1–5	13–14	55–60		
2	147 Вишанская 147 Vishanskaya	27.01 – 14.02.2014	19	el-zd, carbonates	2608	32	2	-	-	-	-	-	-	Заклинивание компоновки в положении сверления Milling tool stall during milling
					2590	30		-	-	-	-	-		
3	101 Славянская 101 Slavanskaya	22.02 – 21.03.2014	28	el-zd, carbonates	3566	18	4	100	53	2–6	12,5	52,5	да yes	Во время работы выполнялся ремонт насоса высокого давления High pressure pump repair during operation
								55	63	1–3	12–13	52–58		
								100	32	2–6	12,5	50–51		
								100	30	2–5	12,5	49–51		
4	4 Чистолужская 4 Chistoluzhskaya	24.03 – 08.04.14	16	st, sandstones	2515,5	7	4	100	29	2–6	12,5	64	да yes	-
								100	23	3–6	12,5	63		
								100	20	6	12,5	61		
								100	24	5	12,5	60		

Окончание таблицы 2 / Table 2 end

5	194 Ю.-Осташковичская 194 U.-Ostashkovichskaya	08.04 – 21.05.2014	43	ps, песчаники ps, sandstones	3396	10	4	100	100	1	12,1	65	да yes	Нестабильная работа насоса в связи с низким качеством очистки рабочей жидкости Unstable high-pressure pump operation associated with low fluid filtering quality
								83	83	1	12,5	67		
								12	12	1	13,5	65		
								30	30	1	13,5	65		
					3330,2			100	140	0,7	12,8	65	да yes	
								75	120	0,7	11,4	68		
								100	130	0,7	13,1	65		
								100	120	0,7	13,1	63		
					3316,2			100	160	0,6	12,4	60	да yes	
								95	10	7–10	12,4	55		
								100	120	0,8	12,4	60		
								100	100	1	14,5	55		
					3313		3	83	120	0,7	13,4	60	да yes	
								83	120	0,7	14,4	60		
								83	120	0,7	15,4	60		
6	80 Барсуковская 80 Barsukovskaya	24.11 – 16.12.2014	21	ln-st, песчаники ln-st, sandstones	3305,4	1,3	4	100	20	3–6	12–15	55–60	нет no	-
								100	25	3–6	12–15	55–60		
								100	22	3–6	12–15	55–60		
								100	24	3–6	12–15	55–60		
					3296	1,2	3	100	18	3–6	12	70	нет no	4-е отверстие не просверлено. Подклинивание привода подачи сверла Partial stalling of milling bit feed drive when attempting to mill the 4th hole
								100	20	3–6	12	70		
								100	20	3–6	12	70		

к третьему отверстию на глубине 2608 м в скважине № 147 – Вишанская.

4. Подклинивание привода подачи сверла при попытке сверления 4-го отверстия на глубине 3296 м в скважине № 80 – Барсуковская (табл. 1).

Основной причиной перечисленных осложнений были конструктивные недоработки узла сверления, которые удалось выявить и устранить в процессе ОПИ.

Технологические режимы создания сети глубокопроникающих каналов фильтрации в процессе реализации программы ОПИ приведены в табл. 2. Как видно из данных табл. 2, всего за период ОПИ было выполнено 40 глубокопроникающих каналов фильтрации с их длиной от 12 м (скважина № 194 – Ю.-Осташковичская, уровень 3396 м) до 100 м. Преобладающее количество каналов фильтрации (77,5%) выполнены длиной 100 м (табл. 2). Ограничения по длине каналов связаны с геологическими причинами. Скорость проходки каналов изменялась от 0,6–0,7 м/мин (скважина № 194 – Ю.-Осташковичская, уровень 3330, 2 м) до 7–10 м/мин (скважина № 194 – Ю.-Осташковичская, уровень 3316,2 м). Рабочее давление на насосном агрегате находилось в пределах от 50–55 МПа (скважина № 76 – Вишанская, № 101 – Славаньская) до 60–70 МПа по другим приведенным в табл. 2 скважинам. Расход рабочей жидкости изменялся от 12 до 15 л/мин. В процессе ОПИ в скважине № 194 (Ю.-Осташковичская) создана система из 15 каналов фильтрации на 4-х уровнях (табл. 2). В качестве рабочей жидкости для размыва каналов фильтрации применялась вода с добавлением ПАВ. В ряде случаев для улучшения

well № 80 – Barsukovskaya (table 1).

The main reason for the problems described above was design defects of milling tool. These defects were identified and eliminated.

Operation modes of deeply-penetrating filtration channels creation during pilot testing are presented in table 2. As can be seen from table 2, on the whole, 40 deeply-penetrating filtration channels were created with length ranging from 12 m (well № 194 – Ostashkovichskaya) to 100 m. The majority of channels (77.5%) were 100 m long (table 2). Length limitations were associated with geological factors. Channel penetration rate varied within the limit from 0.7 m/min (well №194 – Ostashkovichskaya, 3330.2 m) up to 7–10 m/min (well № 194 – Ostashkovichskaya, 3316.2 m). Working pressure in the pumping unit varied over a range from 50–55 MPa (8000 psi, well № 76–Vishanskaya, well №101 – Slavanskaya) up to 60–70 MPa (10,000 psi) in other wells (table 2). Flow rate varied over a range from 12 to 15 l/min. During pilot testing in well № 194 – Ostashkovichskaya 15 filtration channels were created at 4 levels (table 2). Water with addition of surfactants served as a jet fluid. In some cases in order to improve communication between channel and reservoir filtration channels were treated with acid solution with surfactants. Technology test-run was performed in carbonate (well № 76 – Vishanskaya, well № 101 – Slavanskaya) and terrigenous formations (well № 4 – Chistoluzhskaya, well № 194 – Ostashkovichskaya, well № 80 – Barsukovskaya) with zenith angle reaching 20.5 degrees in treatment intervals.

Main complications during filtration channels jetting were as follows: high pressure hose burst, unstable high-pressure pump operation associated with low fluid filtering quality, high pressure pump repair

связи каналов фильтрации с пластом они обрабатывались кислотным раствором с ПАВ. Опробование технологии проведено как в карбонатных (скважина № 76 – Вишанская, № 101 – Славаньская), так и в терригенных пластах (скважина № 4 – Чистолужская, № 194 – Ю.-Осташковичская, № 80 – Барсуковская) при зенитных углах в интервалах работ до 20,5 градуса.

Основные осложнения в процессе размыва каналов фильтрации связаны с обрывом рукава высокого давления; нестабильной работой насоса высокого давления в связи с низким качеством очистки рабочей жидкости; ремонтом насоса высокого давления во время выполнения работ; короткого замыкания в электрической части компоновки при попытке перемещения компоновки в положение размыва. Причины перечисленных осложнений были выявлены и устранены.

В результате работ, выполненных на действующей скважине № 80 Барсуковского месторождения, на которой была создана сеть из 7 каналов фильтрации длиной по 100 м на двух уровнях (3296 м и 3305,4 м) (табл. 2), дебит нефти увеличился с 5 до 19–23 т/сут. (рис. 5).

В ходе выполнения опытно-промысловых испытаний была подтверждена возможность:

- создания глубокопроникающих каналов фильтрации с их протяженностью до 100 м на глубинах до 3500 м в эксплуатационной колонне группы прочности Р-110 диаметром 140 мм;
- создания сети из 16 глубокопроникающих каналов фильтрации (по четыре канала на четырех уровнях);
- гидромониторного размыва каналов фильтрации в терригенном и карбонатном коллекторах;
- выполнения работ при зенитном угле в интервале установки компоновки до 20,5°, а на участке спуска внутрискважинной компоновки – до 38° с интенсивностью набора угла скважины до 6,1° на 10 м;
- увеличения дебита добывающих скважин до 4–5 раз.

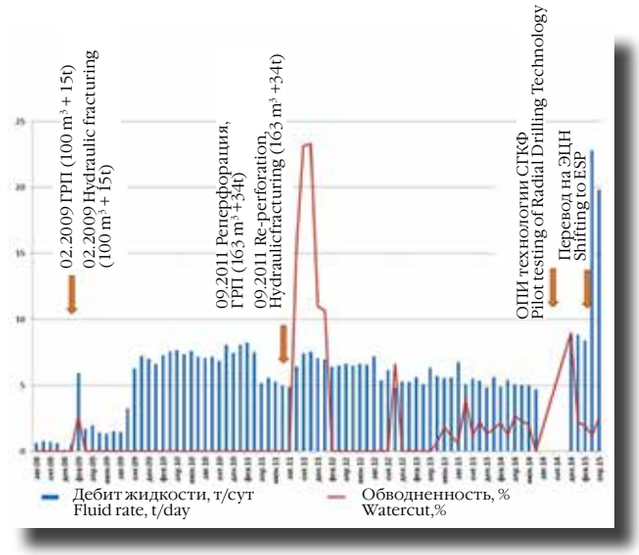


Рисунок 5 – Динамика работы скважины № 80 Барсуковского месторождения

Figure 5 – Well operation history (well № 80 in Barsukovskoye field)

В результате работ, выполненных на действующей скважине, на которой была создана сеть из 7 каналов фильтрации длиной по 100 м на двух уровнях, дебит нефти увеличился с 5 до 19–23 т/сут.

As a result of radial drilling operation in flowing well, 7 filtration channels, each 100 m long, were created at 2 levels. Oil rate increased from 5 to 19–23 t/day.

during operation, short circuit in electrical module of bottomhole assembly when attempting to move assembly into jetting position. The main reasons of complications described above were identified, complications were eliminated.

As a result of radial drilling operation in flowing well № 80 at Barsukovskoye field, 7 filtration channels, each 100 m long, were created at 2 levels (2396 m and 3305,4 m) (table 2). Oil rate increased from 5 to 19–23 t/day (fig. 5).

Pilot testing proved technical feasibility of:

Figure 5 – Well operation history (well № 80 in Barsukovskoye field)

02.2009 Hydraulic fracturing (100 m³ + 15t)
09.2011 Re-perforation,
Hydraulicfracturing (163 m³ +34t)
Pilot testing of Radial Drilling Technology
Shifting to ESP

- Creation of deeply-penetrating filtration channels. Length: up to 100 m, depth: up to 3500 m, casing string steel grade: «R-110», casing diameter: 140 mm.
- Creation of system of 16 deeply-penetrating filtration channels (four channels per level at four levels).
- Jetting of filtration channels in terrigenous and carbonate reservoirs.
- Operation at zenith angle up to 20.5° in assembly setting interval and up to 38° in assembly lowering section with dogleg severity up to 6.1° per 10 m.
- Increase in production rate by a factor of 4–5.

N_2 и CO_2 для практического применения

Наш газ – это не просто молекулы

Корпорация Praxair входит в тройку ведущих мировых компаний по производству широкого спектра технических газов (кислород, азот, аргон, углекислота, газовые смеси и др.) и оказанию сопутствующих услуг, связанных с транспортировкой газов и их применением на производстве.

Уже более 30 лет Praxair предоставляет услуги, связанные с повышением нефтеотдачи, гидроразрывом пласта, нагнетанием растворов в скважину. Благодаря комплексному подходу Praxair выступает универсальным партнером для своих заказчиков в вопросах оптимизации производства нефти и газа.

Уникальные методы повышения нефтеотдачи и газоотдачи пластов при помощи N_2 и CO_2

Чтобы узнать больше о том, какие преимущества может дать практический опыт экспертов Praxair, посетите наш сайт www.praxair.ru или свяжитесь с нашими специалистами

www.praxair.ru

PRAXAIR
Making our planet more productive™

ГРУППА ФИД
ИННОВАЦИОННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

СЗАО **НОВИНКА**

ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ЭЖЕКТОРНОЙ ОЧИСТКИ СКВАЖИН

Предназначено для выполнения операций промывки в горизонтальных и других типов скважинах с аномально низкими пластовыми давлениями и высоким поглощением жидкости.

Данный способ промывки основан на эффекте эжектирования, создаваемого потоком жидкости с большой скоростью течения. Для циркуляции используется двойная (концетричная) колтюбинговая труба, где рабочий поток подается в скважину по внутренней ГНКТ, а эжектируемый поднимается вверх по наружной ГНКТ.

Состав оборудования: внутрискважинная компоновка, узел намотки с двойной ГНКТ, устьевое сборное основание (для скважин с наклонным устьем). Эксплуатируется совместно с колтюбинговыми установками среднего или тяжелого классов.

Диаметр компоновки, мм: 54...76;
Диаметр ГНКТ, мм: 38,1x22,2 / 50,8x25,4 / 60,3x31,8;
Коэффициент эжекции: 0,1...0,3;
Максимальная глубина скважины по стволу, м: до 3 500.

Приглашаем посетить наш стенд № 21Е25 в павильоне 2.1 на выставке НЕФТЕГАЗ-2016 (18-21 апреля 2016 года, Москва)

Тел. +375 17 298-40-81
E-mail: info@fidgroup.by

ГРУППА ФИД
ИННОВАЦИОННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

СЗАО **НОВИНКА**

Разработка и производство оборудования:

- для направленного бурения;
- для кислотоструйного и гидромониторного бурения;
- для работы в шахтных условиях;
- **а также, скважинного оборудования и инструмента** (соединители с ГНКТ, клапаны обратные и циркуляционные, насадки гидромониторные, разъединители, соединительные компоновки, головки кабельные, ловильный инструмент и др.).

ОТ ИНСТРУМЕНТА ДО КОМПОНОВОК

Тел. +375 17 298-40-81 E-mail: info@fidgroup.by www.fidnov.com

Инновационный метод заканчивания интеллектуальных скважин с возможностью повторного проведения ГРП (Mongoose Multistage Unlimited)

An Innovative Method of Intelligent Well Completion with the Possibility of Re-fracturing (Mongoose Multistage Unlimited)

А.В. БАЙРАМОВ, Ф.В. БЕЛЯЕВ, М. BOS, ООО «ЕВС»;
В.С. МИРОНОВ, Stratagen; А.В. ОГОРОДОВ, «Газпромнефть-НТЦ»

A. BAYRAMOV, F. BELYAEV, M. BOS, LLC "EWS";
V. MIRONOV, Stratagen; A. OGORODOV, Gazpromneft-NTC

Проведение многостадийного ГРП в горизонтальных скважинах становится одной из наиболее востребованных технологических задач, которые в последние годы стоят перед нефтяными и сервисными компаниями в России. Есть ряд технологий, которые уже применялись для решения данной задачи. Одним из успешных решений в данном направлении, можно назвать технологию Mongoose Multistage Unlimited (официальным дистрибьютором которой в Российской Федерации и странах СНГ является ООО «ЕВС»), которое успешно себя зарекомендовало при проведении МГРП на ряде российских месторождений. К преимуществам данной технологии можно отнести: сокращение времени проведения работ по МГРП, снижение количества спуско-подъемных операций, управляемость и прогнозируемость процесса закачки ГРП. Все эти факторы получили высокую оценку со стороны компаний, которые попробовали данную технологию на своих скважинах.

Сегодня мы хотим представить вашему вниманию описание технологии Mongoose Multistage Unlimited, ее отличительные особенности, а также ряд новых функциональных возможностей системы Mongoose Multistage Unlimited, которые теперь доступны российскому пользователю.

Общая информация о технологии Mongoose Multistage Unlimited

В технологии Mongoose Multistage Unlimited объединены компоновка для разобщения интервалов, спускаемая на ГНКТ, и сдвижные муфты либо перфораторы для ГПП, что позволяет осуществлять многостадийный ГРП при заканчивании скважин за одну спуско-подъемную операцию и более эффективно, чем позволяет любой другой метод.

При использовании технологии Mongoose Multistage Unlimited ГНКТ служат в качестве канала циркуляции к зоне ГРП, а также в качестве рабочей колонны, что дает ряд важных преимуществ перед другими методами и позволяет избежать их недостатков.

Заканчивание скважины начинается от забоя, компоновка для ГРП и изоляции интервалов на ГНКТ спускается ниже скользящей муфты. При протягивании компоновки вверх выступы локатора муфт фиксируются в пазу, расположенном внизу скользящей муфты. Затем под весом ГНКТ устанавливается пакер ГРП многократной установки. Клинья устанавливаются внутри муфты, и пакер уплотняется относительно внутреннего цилиндра муфты и изолирует ствол скважины ниже пакера. При увеличении давления в скважине компоновка и внутренний цилиндр сдвигаются вниз, открывая отверстия в муфте для закачки жидкости гидроразрыва в пласт. При сдвиге муфты

Multi-stage fracturing in horizontal wells is becoming one the most demanded process tasks, with which oil and service companies are faced during recent years in Russia. There are some technologies that were applied for this task. One of successful solutions is the Mongoose Multistage Unlimited technology (official distributor in Russia is LLC "EWS") which proved itself reliable during multi-stage frac jobs in a variety of Russian fields. The advantages of this technology are as follows: decreasing time for multi-stage frac jobs, decreasing the number of round trips, control and predictability of frac pumping process. All these factors were highly appreciated by the companies trialed this technology for their wells.

Today we would like to present you a description of the Mongoose Multistage Unlimited technology, its peculiarities, also a variety of some new functional capabilities of the Mongoose Multistage Unlimited system that is now available for a Russian user.

Brief information on Mongoose Multistage Unlimited technology

Mongoose Multistage Unlimited technology combines a coiled tubing-deployed frac-isolation assembly with either proprietary Grip/Shift sliding sleeves or sand-jet perforating to deliver single-trip multistage completions more efficiently than any other method.

When applying the Mongoose Multistage Unlimited technology, CT serves as a circulation channel to the frac zone, also as a working string which gives a variety of advantages compared to other techniques and allows avoiding their drawbacks.

паз, удерживающий локатор муфт, закрывается, высвобождая выступающие упоры локатора, что дает еще один сигнал о том, что муфта сдвинулась (полезно в случаях, когда пласт не принимает жидкость).

Жидкость разрыва закачивается по затрубному пространству, за исключением случаев, когда производится ГРП малого объема, когда жидкость можно закачивать через ГНКТ.

После завершения закачки ГРП на данной стадии, при поднятии ГНКТ открывается встроенный выравнивающий клапан и срывается пакер. Забойная компоновка вместе с пакером поднимается выше, к следующей скользящей муфте, и весь порядок действий повторяется. Примерно через 5 минут можно приступать к гидроразрыву на следующей стадии. При должном планировании и координации стадии могут выполняться быстро и бесперебойно со скоростью более одной стадии в час. После завершения последней стадии ГРП забойная компоновка поднимается из скважины и скважина остается с полнопроходным внутренним диаметром.

Особенности технологии Mongoose Multistage Unlimited

Спуск колонны ГНКТ позволяет использовать пробку/пакер многократной установки для ГРП и скользящие муфты GripShift™, сдвигаемые механически. Пакер многократной установки сдвигает на каждой стадии скользящую муфту в положение «открыто» и изолирует целевой интервал в ходе произведения гидроразрыва. Данная комбинация позволяет отказаться от прокачиваемых пробок и шаров, сдвигающих муфты.

Муфты GripShift системы Mongoose Multistage Unlimited спускаются при заканчивании скважины и устанавливаются в компоновку хвостовика на запланированных глубинах проведения ГРП. Такие скользящие муфты, сдвигаемые механически, можно цементировать вместе с хвостовиком, таким образом, нет необходимости устанавливать заколонные пакеры для разобщения интервалов

Рисунок 2 – Сдвижная муфта ГРП GripShift в закрытом состоянии

Figure 2 – Sliding sleeve GripShift in close position

Рисунок 3 – Сдвижная муфта ГРП GripShift в открытом состоянии

Figure 3 – Sliding sleeve GripShift in open position

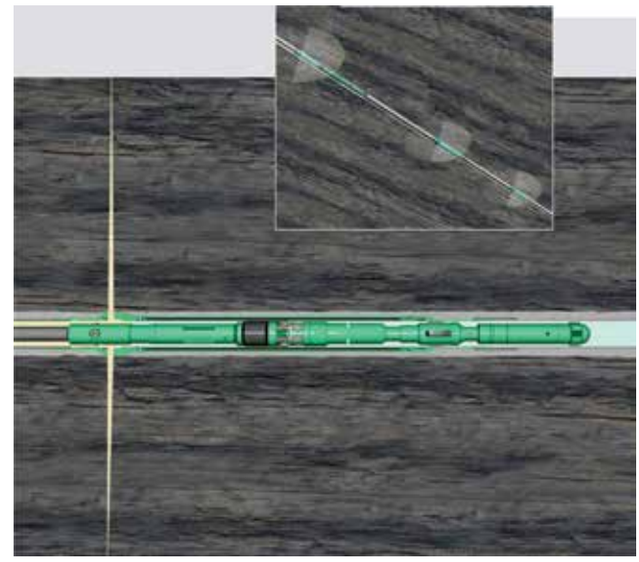


Рисунок 1 – КНК Mongoose для разобщения интервалов, спускаемая на ГНКТ

Figure 1 – Mongoose BHA running by CT for zone/interval isolation during multistage fracturing

Completion starts at the toe, the assembly for frac and isolating intervals is lowered below the sliding sleeve. When pulling up the assembly, the shoulders of sleeve locator are fixed in the recess at the bottom of the sliding sleeve. Then, the frac resettable packer is set under the weight of CT string. The slips are setinside the sleeve and the packer seals inside the sleeve cylinder and isolates the wellbore below the packer. When pressure in the well increases, the assembly and inside cylinder are shifted below, opening holes in the sleeve for injecting frac fluid into the formation. As the sleeve shifts, the locator recess closes, disengaging the locator keys and providing an additional verification that the sleeve has shifted (useful in the event that the formation will not take fluid).

The frac is pumped down the annulus, except the cases of low-rate frac jobs are carried out and the fluid can be pumped down the CT string.

After the frac is away, a pull on the coiled tubing opens the integral equalizing valve and unsets the rac plug. The isolation assembly is moved up to the next sliding sleeve, and the sequence is repeated. In about 5 minutes, the stage is ready for frac. With planning and coordination, stages can be completed quickly and smoothly at a rate of more than one per hour. After the last stage, the isolation tool assembly is pulled from the well and the unrestricted wellbore is ready for production.

Mongoose Multistage Unlimited technology peculiarities

The coiled tubing running string enables the use of the resettable frac plug/packer and mechanically shifted GripShift™ sleeves. At each frac stage, the resettable frac plug isolates the target zone and shifts the sleeve open. This highly efficient com-bination eliminates the need

ГРП. Муфты GripShift имеют такой же внутренний диаметр и прочностные характеристики, как и сам хвостовик, и поставляются с верхним переводником для удобства установки в компоновку хвостовика: нижний конец – ниппельная резьба, верхний – муфтовая.

Уникальная пробка/пакер многократной установки для ГРП Mongoose Multistage Unlimited имеет три основные функции:

- изоляция интервала гидроразрыва от низлежащих зон;
- механический сдвиг скользящих муфт в положение «открыто»;
- удержание изолирующей компоновки на месте в процессе закачки жидкости разрыва или пескоструйной перфорации.

Пакер имеет автоматический механизм с байонетным пазом, который позволяет позиционировать, сдвигать и устанавливать инструмент в следующем интервале за счет прямолинейного движения ГНКТ вверх или вниз. Конструкция, зазор между пакером и стенками колонны, а также возможность промывки делают этот пакер очень удобным для использования при производстве ГРП с проппантом. На сегодняшний день пакер уже использовался для разобщения 129 000 интервалов, максимальное количество МГРП в одной скважине доходило до 95 раз.

С технологией Mongoose Multistage Unlimited вам не придется отказываться от разработанной схемы заканчивания скважины из-за функциональных ограничений или высокой стоимости. Вы можете производить гидроразрыв пласта практически с любым количеством стадий и любым расстоянием между интервалами, необходимыми для оптимизации добычи.

Поскольку в системе Mongoose Multistage Unlimited используются и скользящие муфты в зацементированной обсадной колонне, и пескоструйная перфорация, можно выбирать оптимальное место инициации трещин ГРП по геологическим условиям. При использовании метода Plug&Perf (технология многостадийного ГРП, заключающаяся в установке пробки и последующей перфорации для следующей стадии ГРП. – Прим. авт.) нельзя точно знать, какие зоны обрабатываются эффективно. При использовании заколонных пакеров для необсаженного ствола трещины гидроразрыва могут возникнуть в любой точке между пакерами и даже на уровне самих пакеров, поскольку они также создают давление на пласт. Это может привести к нежелательному сообщению между зонами и получению неадекватной информации для принятия решений по дальнейшей разработке месторождения.

Отличия технологии Mongoose Multistage Unlimited

В отличие от технологии Plug&Perf, операция с использованием системы Mongoose Multistage Unlimited упрощена и позволяет проводить ГРП

for pump-down plugs, perforating, drop-balls, and restrictive ball seats.

Mongoose Multistage Unlimited system GripShift sliding sleeves are running in while well completion and installed in liner at the depth of planned frac. Such sliding sleeves, initiated by mechanical means, can be cemented along with the liner, thus eliminating the necessity to install casing packers for frac intervals isolation. GripShift sleeves are built to match the host casing and are shipped with an upper handling pup joint and conventional pin-down/box-up configuration for easy handling and make-up at the rig.

The unique resettable Mongoose Multistage Unlimited frac packer/plug has three main functions:

- Isolate the frac zone from the zones below;
- Mechanical grip the sleeves for shifting to “open” position;
- Anchor the isolation assembly during frac pumping or sand-jet perforating.

Packer incorporates an automatic J-slot mechanism that sets, releases and resets the tool in the following interval with straight up/down coiled tubing motion. The construction, clearances and self-flushing design make it extremely send-friendly and compatible with frac operations. So far these packers has been used for isolating 129 000 intervals, and has been cycled more than 95 times during a one-trip completion operation.

Applying Mongoose Multistage Unlimited technology, you will not need to refuse your current well completion schematics because of operational limitations or high cost. You can have any number of stages at the desired spacing between the intervals, whatever is necessary to optimize production. With Mongoose Multistage Unlimited system used for both sliding sleeves in cemented casing and sand-jet perforating, you can target optimum spot based on geological properties. With plug & perf method (remark: multi-stage frac technology that comprises setting the plug followed by perforating for the next frac stage), you can’t be sure all zones are treated equally efficient. With open-hole packers, fracs will initiate at any point between the packers and even at the packers themselves because the packers might pre-stress the formation; this could result in non-uniform reservoir stimulation and can make informed well spacing decisions difficult.

Mongoose Multistage Unlimited technology differences

Unlike Plug&Perf, Mongoose Multistage Unlimited system completion operations are streamlined and continuous, with no need to shut down the completion sequence between stages. It takes only a few minutes to release the frac plug, move it up to the next sleeve, reset it, and shift the sleeve open. The ability to circulate reduces water and chemicals usage significantly, compared with other multistage completion methods. Leading-edge fluids can be circulated down to the target zone prior to injection, by this, decreasing formation damage.

Also, in case it is necessary to add frac stages at planned depth, you can do sand-jet perforation. With

практически непрерывно, без вынужденных остановок между стадиями. Для срыва пакера, подъема пакера выше по стволу, посадки пакера в зоне следующей муфты и сдвига муфты в положение «открыто» требуется всего несколько минут. Возможность циркуляции позволяет значительно снизить объем потребляемой технологической жидкости и химических добавок по сравнению с другими методами многостадийного ГРП. Также циркуляция позволяет заместить объем скважины на жидкость ГРП до начала закачки в пласт, тем самым снижается повреждение пласта.

Также в случае необходимости добавить стадии ГРП на заданной глубине возможно провести гидропескоструйную перфорацию. С перфоратором ГПП все, что необходимо, это установить пакер, – и вы можете проводить столько стадий, сколько вам потребуется.

Контролируемая (управляемая) оптимизация заканчивания многостадийного ГРП по технологии Mongoose Multistage Unlimited

Технология контролируемой оптимизации заканчивания многостадийного ГРП заключается в процессе мониторинга давления и температуры на забое скважины при последовательном выполнении стадий ГРП в режиме реального времени.

Для оптимизации метода заканчивания многостадийного ГРП для конкретного месторождения и пласта необходим систематический подход к заканчиванию, который позволяет с уверенностью делать сравнения скважин между собой. Вам необходимо стабильное выполнение ГРП от стадии к стадии и замеренные забойные данные по обработкам, что позволяет лучше понимать свойства пласта, скважину, а также оценивать результаты стимуляции.

Это означает, что вы не можете по-настоящему оптимизировать традиционные заканчивания по технологии Plug&Perf, установки пакера в открытом стволе или использования сдвижных муфт с шарами, потому что неизвестно, сколько трещин ГРП создается, куда они распространяются и сколько проппанта находится в каждой из них. Даже если вы знаете, то не можете воспроизвести то же самое заканчивание скважины, так как изменчивое давление инициации трещин ГРП исключает возможность управления процессом развития трещин и движения проппанта в ту или иную трещину. Вы также не получаете забойных данных, если только не спустите в скважину дорогостоящую систему мониторинга.

С помощью системы точечного ГРП Multistage Unlimited вы можете оценить, где инициируются трещины ГРП и сколько точно проппанта закачивается в каждую трещину ГРП.

Независимо от того, какие параметры обработки вы изменяете, – расстояние между стадиями ГРП, геометрию трещины ГРП, тип проппанта,

the jet perforator run in the assembly all that is needed is to set the tool and you are ready to add as many stages as wanted or needed.

Multistage frac Mongoose Multistage Unlimited technology controlled (operated) optimization completion

Controlled Optimization for Multistage Completions consist in the process of monitoring pressure and temperature on the well bottom hole during consistent performance of Frac stages in real time mode.

To optimize a multistage completion design for a specific field and formation, one need a systematic completion approach that allows to make well-to-well comparisons with confidence. You need consistent Frac performance from stage to stage and measured downhole data by treatments, that helps you understand better the formation properties, the well, and evaluate the stimulation results as well.

That means that you cannot properly optimize conventional completions by plug-and-perf technology (note: multistage Frac technology consists in setting plug and further perforation for the next Frac stage), and open-hole-packer/ball-drop-sleeve, because you don't know how many fracs are made, where they spread, and how much proppant is in each one.

Even if you did know, you cannot reproduce the same completion because variable fractures initiation pressures excludes control over the process of fracture widening and proppant movement into this or other fracture. You get no downhole data either, unless you deploy a costly monitoring system.

With the Multistage Unlimited® pinpoint-frac system, you can evaluate where fracs initiate and how much proppant exactly is injected in each fracture.

Regardless of what treatment parameters you alter – frac spacing, frac dimensions, proppant type, proppant

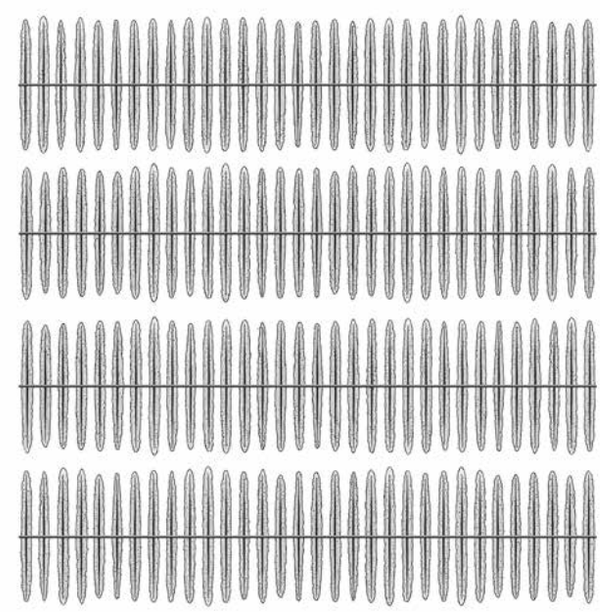


Рисунок 4 – Инициация трещины при точечном ГРП

Figure 4 – Frac initiate during pinpoint frac

концентрацию проппанта, жидкость ГРП, скорость закачки – вы всегда можете оценить, как повлияли данные изменения, потому что закачку ГРП в пласт можно с высокой степенью уверенности спроектировать, проанализировать и повторить на следующих ГРП.

Во время проведения каждой стадии точечного ГРП компоновка изоляции Mongoose Multistage Unlimited регистрирует фактические давление и температуру в зоне обработки ГРП и под пакером (рис. 5).

Два датчика высокого разрешения (разработанные и запатентованные специально для данного применения) – один выше забойной компоновки многоразового использования, а другой ниже – измеряют и регистрируют давление, температуру и нагрузку, воздействующие на забойную компоновку. В результате по каждой стадии ГРП Вы получаете уникальную информацию, которую вы не можете получить, используя технологии предыдущего поколения.

Анализ данных после завершения многостадийного ГРП по технологии Multistage Unlimited позволяет подтвердить изоляцию зон обработки одну от другой, или наоборот, выявляет присутствие перетоков между зонами стимуляции (естественные трещины, низкое качество цементного камня, развитие продольных трещин ГРП). Таким образом, можно рассчитать необходимое минимальное расстояние между стадиями ГРП в данном пласте. Данные забойного манометра также позволяют оценить наличие и причину ограничений по закачке в призабойной зоне пласта и набивки проппанта.

Регистрация фактического давления в зоне ГРП (т.е. исключается погрешность на потери давления в НКТ при пересчете с устьевого давления) дает более точную калибровку модели по давлению, что позволяет более реалистично рассчитывать трещину ГРП и проводить гидродинамическое моделирование пласта.

Можно оптимизировать ГРП во время заканчивания, проводя мониторинг и анализ забойного давления в режиме реального времени с ГНКТ.

Эту информацию можно использовать для корректировки объема буферной стадии ГРП, скорости закачки, концентрации проппанта, а также темпа набора концентрации от стадии к стадии по мере того, как вы движетесь вверх по стволу скважины, основываясь на давлении, которое является реакцией пласта на ваше воздействие. В случае чрезмерно агрессивной закачки ГРП и получения «стоп» (преждевременной остановке ГРП по высокому давлению) есть возможность провести циркуляцию и вымыть остатки проппанта из скважины без дополнительных спуско-подъемных операций, таким образом, время проведения многостадийного ГРП сокращается.

Еще одна важная особенность системы Multistage Unlimited заключается в том, что кроме своей основной ценности, а именно диагностики и

concentration, frac fluid, injection rates – you can always evaluate the effects of these design changes because frac injection into formation one can design, analyze and repeat at the next fractures with high confidence level.

At every stage of pin-point Frac, the Multistage Unlimited frac-isolation BHA records actual pressures and temperatures in the frac zone and under packer (see fig. 5).

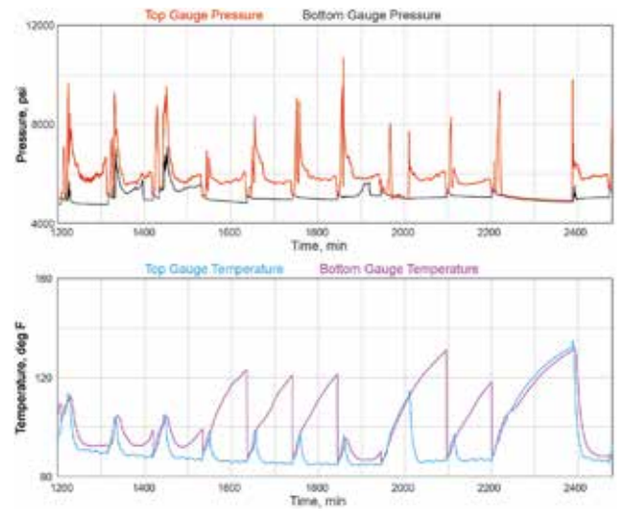


Рисунок 5 – График давления и температуры в зоне проведения ГРП
Figure 5 – Graph of pressure and temperature in frac zone

Two high-resolution gauges (engineered and proprietary specifically for this application) – one above the multiple use BHA and one below – measure and record pressure, temperature, and loads affecting the BHA. As a result, by every Frac stage You receive an insight that you can't get using the technologies of the previous generation.

Post-completion analysis of the MS Frac data can confirm treatment zones isolation one from another or vice versa reveals crossflows between zones of stimulation (natural fractures, cement failure, longitudinal frac), so one can calculate minimum frac spacing in a given formation. Bottom-hole pressure gage data also identifies the presence and cause of near-wellbore injection restrictions and proppant bridging.

Actual pressures recording in the frac zone (no error for pressure loss in tubing when converting from wellhead pressure) provides more accurate model calibration by pressure enabling more realistic frac modeling and hydrodynamic simulation of the formation.

You can optimize fracs during the completion by monitoring bottom-hole pressure in real time mode with coiled tubing deadstring Then you can adjust pad size, pump rates, and sand concentration and ramp from stage to stage as you move up the wellbore, based on actual formation response. You can also be very aggressive because, even if you do screen out, circulation removes excess proppant without extra tripping out of the hole, so you can move quickly to the next stage.

регистрации забойных давлений и температур над и под пакером, система дает возможность оптимизировать рецептуру жидкости ГРП, используя реальные данные по нагреву и охлаждению жидкости ГРП в забойных условиях в процессе выполнения ГРП и после остановки.

Опыт применения технологии Mongoose Multistage Unlimited в Российской Федерации

В настоящее время технология Mongoose Multistage Unlimited, предлагаемая ООО «ЕВС», начала широко применяться в Российской Федерации.

Сводная статистика:

- Установлено 150 муфт;
- Проведено 25 ГПП;
- Более 100 стадий ГРП закачено;
- Максимально закачано 150 тонн проппанта за 1 стадию ГРП;
- Максимальная концентрация проппанта 1400 кг/м^3;
- Закончено скважин с муфтами – 11;
- 4 СТОПа было бы вымыто без дополнительных СПО;
- Максимальное количество стадий на 1 скважине – 19;
- Максимальное количество ГРП в сутки – 4;
- Максимальное количество закачанного проппанта в 1 скважину – 900 тонн;
- Максимальная глубина по стволу скважины – 4200 м;

Пример типовой скважины для Западной Сибири (с 19 сдвижными муфтами):

- Горизонтальный участок до 1000 м;
- Глубина скважины по стволу до 4200 м;
- Глубина скважины по вертикали до 2600 м;
- Хвостовик 114х6,34 мм.

Основные осложнения, с которыми приходилось сталкиваться, – это проблемы при подготовке скважины, а именно:

- Негерметичность стингера и/или НКТ;

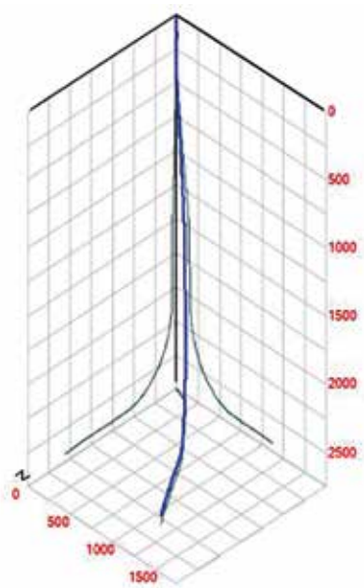


Рисунок 7 – Инклинометрия типовой скважины в Российской Федерации

Figure 7 – Directional survey for typical well in RF

One more important feature of Multistage Unlimited system is that but for its basic value, that is diagnostics and recording bottom-hole pressures and temperatures above and below the packer, the system enables to optimize the frac fluid composition, using actual downhole warm-up and cool-down data under bottom-hole conditions in the process of fracturing and after it.

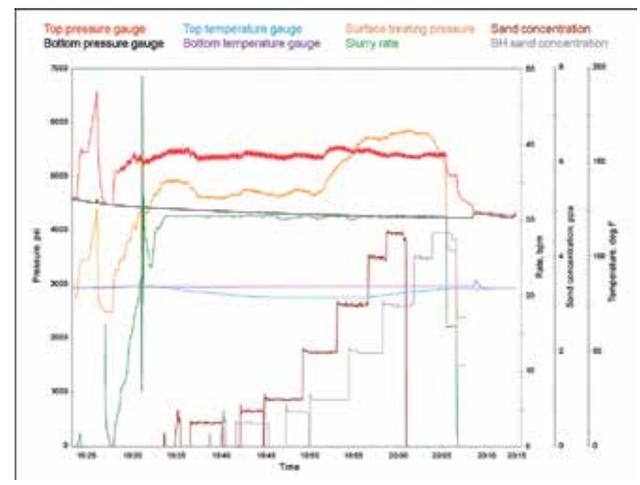


Рисунок 6 – Пример графика проведения работ

Figure 6 – Example of graph work operations

Mongoose Multistage Unlimited technology application experience in Russian Federation

Mongoose Multistage Unlimited technology provided by LLC "EWS" is starting to be widely used un Russian Federation.

Brief statistics:

- 150 sleeves installed;
- 25 fracs performed;
- Max proppant for 1 frac stage is 150 tons;
- Max proppant concentration 1400 kg/ton;
- Completed wells with sleeves – 11;
- 4 screen-outs were cleaned without extra runs;
- Max number of stages per well – 19;
- Max number of fracs per day – 4;
- Max amount of proppant pumped into

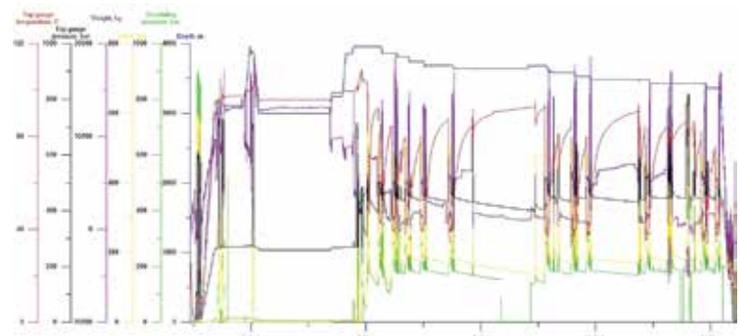


Рисунок 8 – График основных параметров при проведении работ на типовой скважине в Российской Федерации

Figure 8 – Graph of main parameters for work operations to typical well in RF

- Некачественный цементаж (цемент в хвостовике);
- Непроход КНК в НКТ/хвостовике при спуске инструмента Mongoose Multistage Unlimited, как следствие, необходимо дополнительное СПО фрезы;
- Расхождение фактической и планируемой инклинометрии;
- Наличие посторонних предметов в горизонтальной части скважины после подготовки скважины.

Анализ основных осложнений позволил установить следующие минимальные требования при подготовке скважины:

- Совместный подбор скважины-кандидата;
- Согласование планов работ для подготовки скважины (цементирование, спуск хвостовика, спуск НКТ;

Рисунок 9 – Результат ошибок при подготовке скважины

Figure 9 – Result of mistakes during well preparation

- Согласование инклинометрии горизонтального участка;
- Шаблонирование хвостовика и НКТ;
- Предварительная опрессовка лифта НКТ;
- Наличие полнопроходного стингера.

Также после анализа выполненных работ было выявлено, что основными факторами увеличения продолжительности операции по технологии Mongoose Multistage Unlimited являются:

- Отсутствие подготовленного ствола скважины для проведения работ;
- Отсутствие завоза необходимого количества проппанта и жидкости;
- Отсутствие 24-часовой бригады ГРП;

При правильной подготовке работы и исключении подобных сложностей операцию по технологии Mongoose Multistage Unlimited возможно выполнить менее чем за 4 суток 19 стадий ГРП, так как сами стадии ГРП возможно производить через каждые 40 минут. Именно такое количество времени занимает переход от одной муфты к следующей (с открытием муфты) КНК Mongoose Multistage Unlimited и готовностью проведения следующего ГРП.

one well – 900 tons;

- Max well TMD – 4200.

Example of typical Western Syberia well (with 19 sliding sleeves):

- Horizontal section up to 1000 m;
- Well true measured depth 4200 m;
- Well true vertical depth 2600 m;
- Liner 114x6.34 mm.

The main problems – were problems with well preparation, namely:

- Stinger and/or tubing string integrity failure;
- Low-quality cementing job (cement in the liner);
- BHA couldn't go deeper through tubing/liner while Mongoose Multistage Unlimited tool run, as a consequence, additional mill run was made;
- Deviation between actual and planned well survey;
- Existence of debris in horizontal section of a well after the well preparation.

Analysis show the following minimum requirements were established for well preparation:

- Cooperative selection of a well candidate;
- Getting Work Programs for well preparation (cementing, running in hole with a liner, running in with tubing);
- Getting inclination measurement of the horizontal section approved by the Contractor;
- Drifting the liner and tubing;
- Preliminary pressure test of the tubing string;
- Availability of full-diameter stinger.

Also, after analysis of work performed, it was proven that the main factors of increasing an operation with Mongoose Multistage Unlimited technology are:

- The wellbore is not prepared properly for carrying out work;
- Required amount of proppant and fluid is not available;
- The frac crew does not work 24 hours a day.

If a job is prepared properly and the abovementioned issues are avoided, a Mongoose Multistage Unlimited operation can be fulfilled in less than 4 days 19 frac stages, as the frac stages can be done every 40 minutes. In the time it takes moving the Mongoose BHA from one sleeve to another one you are ready to start your next stage.

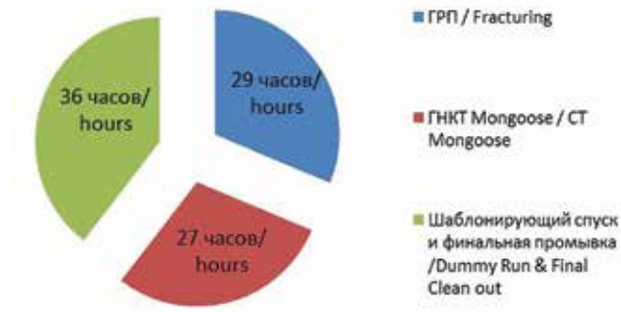


Рисунок 10 – Распределение времени на проведение работ по технологии Mongoose

Figure 10 – Timing for Mongoose well operation

МашОйл

Только оригинальные запчасти!
Только профессиональные услуги!

СЕРВИС КОЛТЮБИНГОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ ТЕПЕРЬ ЕЩЕ ДОСТУПНЕЕ

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

Основные наши услуги это:

- Гарантийное и послегарантийное обслуживание оборудования производства СЗАО «Фидмаш»;
- Проведение пуско-наладочных работ и обучение специалистов Заказчика;
- Проведение работ по капитальному ремонту и модернизации оборудования;
- Поставка безмуфтовой длинномерной трубы;
- Поставка оригинальных запасных частей, импортной комплектации и расходных материалов для колтюбингового, нагнетательного и азотного оборудования, а также оборудования для ГРП, с регионального склада в г. Сургут.

Мы готовы организовать доставку комплектации со склада **в любое удобное для Вас место в кратчайшие сроки!**

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

СКЛАД в г. Сургут
ул. Буровая, д. 6, 1 эт.
Тел. +7 (922) 256-59-89
Колесник Александр

Комплексный подход к проведению МГРП на ГНКТ
Integrated Approach to Coiled-Tubed Multistage Frac

С.А. КОВАЛЕВ, М.А. КНЯЗЕВ, Р.Ф. ШАРИПОВ, Внутрискважинные работы на НКТ/ГНКТ, Weatherford Россия;
Н.В. ПАРШИН, начальник отдела ПНП АО «РИТЭК»

Sergey KOVALEV, Maksim KNYAZEV, Rafis SHARIPOV, Thru-Tubing and Coiled-Tubing Services, Weatherford Russia;
Nikolay PARSHIN, Head of Oil Recovery Enhancement Department, RITEK

Гидроразрывом пласта (ГРП) называют один из методов интенсификации работы нефтяных и газовых скважин, применяемый уже более 65 лет. Впервые способ был представлен в 1947 году, однако его применение в промышленных масштабах началось только в 1999 году на месторождении сланцевого газа Барнетт в США. В Советском Союзе впервые гидроразрыв пласта с закачкой проппанта был применен в 1952 году. В дальнейшем метод гидроразрыва пласта был использован другими странами Европы и Северной Африки.

Несмотря на непростую ситуацию в нефтегазовой отрасли в целом, на рынке наблюдается увеличение спроса на операции многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП). Если говорить о России, то поскольку МГРП представляет собой одну из наиболее передовых и эффективных технологий для горизонтальных скважин, число которых растет из года в год, возрастает и востребованность этого метода в нашей стране. Подобная интенсификация пласта крайне необходима как для получения достаточного дебита на новых скважинах, так и продления срока эксплуатации старых скважин на зрелых нефтегазовых месторождениях.

В 2015 году компаниями РИТЭК и Weatherford был установлен новый рекорд отечественной нефтегазовой отрасли – они первыми в России за одну спускоподъемную операцию (СПО) успешно провели 16-интервальный гидроразрыв пласта с применением гибких насосно-компрессорных труб (ГНКТ). Операцию выполнили на одной из скважин месторождения имени Владимира Виноградова в Ханты-Мансийском автономном округе за одну СПО общей продолжительностью 11 дней.

Fracking is a stimulation method for oil and gas wells that has been used for over 65 years. Fracking was first introduced in 1947; however, its commercial application started in 1999 at Barnett Shale field (USA). In the Soviet Union, the first hydraulic proppant fracturing was carried out in 1952. Other countries in Europe and Northern Africa subsequently employed hydraulic fracturing techniques.

Despite of challenging environment in the oil and gas industry, the market has experienced increased demand for multi-stage fracturing. As multi-stage fracking is one of the advanced and efficient technologies for horizontal wells, the number of which is growing, the demand for this method is growing in our country as well. Such reservoir treatment is absolutely necessary to stimulate production of new wells and extend the life of older wells in mature oil and gas fields.

In 2015 RITEK and Weatherford set a new record in the domestic oil and gas industry – they performed the first in Russia 16-stage hydraulic fracturing using coiled tubing in a single trip. The operation, which took place at the Vladimir Vinogradov field in the Khanty-Mansi autonomous district, was completed in a single trip that lasted 11 days.

The companies sought to hydraulically fracture a 1,424-m section of a well at a total vertical depth of 2,392 m. 960 tons of proppant was pumped, and each frac port was approximately 80 to 90 meters apart.

Перед компаниями стояла задача провести МГРП в горизонтальном участке длиной 1424 м на глубине 2392 м. Всего было закачано 960 тонн проппанта, а расстояние между портами составляло 80–90 м.

К реализации этого проекта компания Weatherford подошла комплексно, поэтому к работе были привлечены представители сразу нескольких департаментов: Заканчивание скважин (предоставили хвостовик для МГРП и обеспечили услуги сопровождения по его спуску), Гидроразрыв пласта, Внутрискважинные работы на ГНКТ и через НКТ (предоставили забойное оборудование, в том числе пакер ReelFrac™). Кроме того, при проведении 16-интервального ГРП были использованы технологии, которые позволили в разы сократить сроки введения скважины в эксплуатацию. При выполнении операций по заканчиванию скважин применили:

- пакер ReelFrac, активируемый рабочей колонной ГНКТ;
- механически управляемые муфты ГРП ZoneSelect™ monobore для многостадийного гидроразрыва пласта.

Такое оборудование позволяет проводить за одну спуско-подъемную операцию практически неограниченное количество стадий МГРП. После проведения ГРП на первой зоне пакер ReelFrac деактивируется с помощью автоматизированного механизма J-slot, а вся компоновка забойного оборудования перемещается до следующего порта, при этом при ее перемещении с помощью механического инструмента переключения происходит активация (открытие) порта ГРП. Пакер активируется ниже вновь открытого порта для отсечения ранее обработанных интервалов.

Преимущество использованной технологии заканчивания и ГРП ZoneSelect monobore по сравнению с другими состоит в использовании механически управляемых муфт, которые имеют равнопроходной диаметр по всей длине колонны и позволяют изолировать отдельные порты без применения тампонажных материалов. В дальнейшем эти порты можно открывать повторно. Оборудование также позволяет проводить и другие операции на отдельных интервалах, в том числе и повторные ГРП. Данное технологическое решение позволяет снять ограничения по размерам наружного диаметра применяемых геофизических каротажных приборов, что упрощает проведение исследований и существенно повышает их информативность.

Сергей Ковалев, региональный руководитель подразделения Внутрискважинные работы на ГНКТ и через НКТ компании Weatherford Россия:

– Операции были проведены нами успешно, в том числе благодаря богатому опыту работы на труднодоступных и отдаленных месторождениях, который имеет компания Weatherford, а также за счет полноценных и постоянно действующих флотов ГРП и ГНКТ, мобильность и проходимость которых позволила эффективно задействовать их даже на этом нефтяном месторождении с плохо развитой транспортной инфраструктурой.

Стоит отметить, что для повышения эффективности его

Пакер ReelFrac™
ReelFrac™ packer

Weatherford applied integrated approach for successful implementation of the project and attracted experts of different Products Lines including Completion (they provided a liner for multistage frac operations and supporting services for tripping), Fracturing, Coiled-Tubing and Thru-Tubing Services (they provided bottomhole equipment including ReelFrac™ packer). Moreover, the 16-stage hydraulic fracturing operation involved innovative technologies that helped to reduce well construction and completion time. The following solutions were used for well completion:

- a compression-set, coiled-tubing-conveyed ReelFrac packer;
- ZoneSelect™ monobore mechanically controlled multistage frac sleeves.

This equipment enables an unlimited number of stages to be stimulated from the bottom upwards in a single trip. After fracturing the first zone, the packer is released using an auto J-slot mechanism and the bottomhole assembly is moved to the next frac port, which is then opened. The packer is actuated below the newly opened port to isolate previously treated intervals.

Among the advantages of this technology is the use of flush mechanically controlled sleeves, which enables isolation of specific ports without plugging materials. These ports can be reopened later. The equipment also enables other operations to be performed in selected zones, including refracturing. The technology also eliminates restrictions to the outer diameter of logging tools, which facilitates well surveys and increases their informative value.

Sergey Kovalev, Regional Coiled-Tubing & Thru-Tubing Product Line Manager, Weatherford Russia:

– Works were performed successfully because Weatherford has a vast experience of working in inaccessible remote fields and has fully featured continuously operating coiled-tubing and frac fleets, the cross-country capability and mobility of which helped

разработки компанией Weatherford было предложено протестировать на этом месторождении по-настоящему инновационные для России решения – проведение многостадийного ГРП с применением колтюбинга, или гибких насосно-компрессорных труб (ГНКТ), а также задействовать для полноценной обработки пласта новый для нашей страны инструмент. Предложенный для проведения этого многостадийного ГРП пакер ReelFrac – целая система, спускаемая на ГНКТ и позволяющая проводить гидропескоструйную перфорацию, открытие портов систем МГРП, обратную промывку, изоляцию и ГРП по малому затрубу за одну спускоподъемную операцию без подъема ГНКТ.

Компоновка ReelFrac существенно повышает эффективность работ по сравнению с традиционными методами заканчивания с установкой пробок и перфорацией. Принцип действия пакера довольно прост, но эффективен: в нем используется гидропескоструйный перфоратор для создания связи между стволом скважины и пластом. После перфорации происходит спуск ниже зоны текущей перфорации, активация пакера и изоляция нижележащих интервалов с последующим проведением ГРП посредством закачки рабочей жидкости по малому затрубному пространству между ГНКТ и обсадной трубой. По завершении ГРП происходит стабилизация давления путем открытия стабилизатора движением колонны вверх, обратная промывка от остатков проппанта, срыв пакера и перемещение системы на следующий интервал для очередной перфорации или открытия порта, изоляции и ГРП. Такая система позволяет проводить обработку нескольких интервалов за одну СПО, значительно сокращая продолжительность работ и стоимость заканчивания скважины.

use them at the oilfield with poor transport infrastructure.

To enhance exploration efficiency, Weatherford offered to test really innovative solutions for Russia at this field –multistage fracturing operations via coiled-tubing together with a new tool for full-scale reservoir treatment. ReelFrac packer offered for this job is a compression-set, coil-tubing-conveyed system that enables multizone perforation, isolation, and fracturing during a single trip in the wellbore.

The ReelFrac dramatically increases operation efficiency in comparison to conventional plug-and-perforation methods. Operating principle of this packer is quite simple but efficient: the ReelFrac uses an abrasive perforator to establish communication between the wellbore and formation. After all the perforations are created, a multiset coiled-tubing packer is activated to isolate the wellbore below a specific zone. The zone is then hydraulically fractured by pumping down the coiled-tubing casing annulus. After the fracturing operation, the packer is pressure-equalized and unset, and the system is moved to the next zone for further perforation, isolation, and fracturing operations. This system enables multiple zones to be treated with a single trip into the wellbore, significantly reducing completion costs and operation time.

One of the benefits of the packer is that a mechanical casing-collar locator provides

К преимуществам пакера стоит отнести тот факт, что механический локатор муфт обеспечивает контроль глубины спуска инструмента и его точное размещение в зоне ГРП, при этом гидропескоструйный перфоратор позволяет аккуратно выполнять перфорацию с минимальными повреждениями пласта, уменьшая потери давления на трение в стволе скважины и давление гидроразрыва для инициирования трещины, что способствует более эффективному воздействию на пласт. Инструмент для обратной промывки обеспечивает вынос материалов ГРП в случае преждевременной остановки процесса закачки, уменьшая риск прихвата компоновки. Механическая установка пакера происходит без вращения колонны, а регулятор стабилизирует давление в системе после выполнения работ, облегчая процесс срыва пакера для перемещения на следующий интервал.

По итогам проведенной работы можно констатировать, что 16-стадийную систему заканчивания и ГРП ZoneSelect monobore успешно спустили в скважину за 1 СПО, расположив муфты в 86 м друг от друга, что позволило оператору открывать и закрывать порты в ходе ГРП по мере необходимости. При выполнении операций гидроразрыва по технологии ReelFrac было закачано по 60 тонн проппанта в каждый из 16 интервалов. При этом все работы удалось завершить менее чем за две недели и без промежуточных подъемов компоновки ГНКТ на поверхность. Благодаря системе многозонального ГРП с применением ГНКТ время на выполнение работ сократилось втрое, что позволило сэкономить средства заказчика за счет сокращения затрат времени на строительство скважины. Добычу на этой скважине РИТЭК начал значительно ранее запланированной по проекту даты.

accurate depth control, enabling proper fracture/stimulation placement. Abrasive perforator provides clean perforations with minimal formation damage, reducing wellbore friction and breakdown pressures for fracture initiation, leading to more effective stimulation treatments. Reverse circulation sub enables the removal of fractured materials in case of screen-out, reducing the risk of the BHA becoming stuck in the wellbore. Coiled-tubing packer provides multi-set sealing capability via tubing reciprocation, enabling high-temperature and high-pressure differential wellbore isolation. The pick-up unloader equalizes system pressure after stimulation, enabling easy packer system unsetting for relocation.

Summarizing the results, Weatherford crew ran a 16-interval ZoneSelect monobore frac and completion system with the sleeves set 282 ft (86 m) apart, which enabled the operator to open and close the ports as needed for treatment. They also performed each of the 16 frac stages with 60 tons of proppant. The operation was completed in less than 2 weeks and without tripping out of the hole. Using the Weatherford coiled-tubing-conveyed multizone fracturing system, the client reduced fracturing time threefold, thus reducing well construction time and saving costs. As a result, RITEK drillers brought the well online well ahead of the project's schedule.

«ТАРГИН» ГОТОВ РАБОТАТЬ С СОВРЕМЕННЫМИ ТЕХНОЛОГИЯМИ НА ЛЮБЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

На вопросы «Времени колтюбинга» ответил директор по внутрискважинным работам нефтесервисной компании «Таргин» Александр Решетников.

«Время колтюбинга»: Александр, скажите, в каких регионах работает Ваша компания и в каких она может в принципе работать?

Александр Решетников: Сейчас у нас 7 флотов в Башкирии и 1 флот работает в Ханты-Мансийском автономном округе. Мы начали серьезно развивать это направление деятельности и готовы применять технологии ГНКТ на месторождениях любой сложности. Переходим от базовых операций, которые сейчас в основном делаем (обработка призабойной зоны пласта, нормализация забоя), на более сложные работы – мультистадийные ГРП, например.

ВК: То есть готовы работать и на сложных месторождениях. А на каких именно?

А.Р.: Это и месторождения с высокими пластовыми давлениями, как на Ямале, или же с высоким содержанием сероводорода, как в Оренбургской области или Казахстане. Сейчас закупаем оборудование, позволяющее работать на любых месторождениях и применять самые современные технологии. Наша приоритетная цель на ближайшие 3 года это расширить наше присутствие как в родном для нас регионе – Башкортостане, так и в других регионах Российской Федерации и стран СНГ, где есть потребность в ГНКТ.

ВК: А какие колтюбинговые технологии востребованы на тех месторождениях, где Вы работаете сейчас?

А.Р.: В Башкортостане это работы по обработке призабойной зоны пласта кислотами, нормализация забоя, освоение скважин после ГРП. В ХМАО занимаемся освоением скважин после ГРП с применением азота. То есть задействуем базовые технологии ГНКТ.

ВК: Чем, кроме приобретения нового высокотехнологичного оборудования, планируете покорять рынок?

А.Р.: Наша стратегия развития предусматривает

оказание комплексных услуг заказчику. Первое решение – по промывке скважин. Это пакет услуг, состоящий из программного обеспечения, спускаемого в скважину инструмента и различных технологических жидкостей. Моделируя перед работой ключевые параметры технологической операции, мы можем рассчитать все пошагово – расход жидкости, расход азота, рабочее давление, требуемое количество закачиваемой жидкости, скорости движения твердых частиц по стволу скважины. Также в рамках пакета услуг готовы предоставлять заказчику именно те технологические жидкости, которые являются оптимальными для той или иной операции по промывке скважины. Под

каждую операцию рассчитывается оптимальный инструмент (гидромониторные насадки, промывочные насадки и др.).

Еще есть комплексное решение по обработке призабойной зоны пласта кислотными растворами. Это полная проработка требуемых технологических параметров, подбор технологической жидкости (на базе кислоты) и инструмента. Как это работает: мы изучаем породы на месторождении заказчика, смотрим, каким образом кислота влияет на них, предлагаем ее оптимальный состав с добавлением различных компонентов, который по результатам расчетов и лабораторных анализов будет наиболее оптимальным.

Еще одной перспективной технологией, на наш взгляд, является технология многостадийного ГРП, которую мы планируем применять на российском рынке.

ВК: Какими установками Вы пользуетесь в работе?

А.Р.: Мы используем оборудование как иностранного, так и российского производства.

ВК: Как изменилась производственная тактика Вашей компании в наступивших условиях?

А.Р.: Действуем, как и все: стараемся максимально сократить закупку иностранного оборудования. Если речь идет об инструменте, то с нашими иностранными партнерами локализуем его производств Башкортостане.

К сожалению, ситуация с отечественным оборудованием довольно печальная. Наша машиностроительная отрасль до сих пор выпускает в основном морально устаревшее оборудование. Например, цементировочный агрегат ЦА-320 начали выпускать несколько десятилетий назад и так и продолжают выпускать практически без изменений. Делать даже то оборудование, которое является базовым для нефтесервисных компаний по всему миру, подчеркну – базовым, а не высокотехнологичным, наше машиностроение не может, либо делает, но собирает это оборудование из комплектующих иностранного производства.

Дешевый доллар и дорогая нефть сыграли с нами злую шутку: мы даже не задумывались, почему бы нам не произвести что-то самим. Элементарные промывочные насадки заказывали из Канады или США...

Но я верю, что в ближайшее время мы вместе – инвесторы, банки – изменим эту ситуацию.

ВК: Но как быть нефтесервису? Своего оборудования нет, импортное дорого...

А.Р.: Есть два простых решения. Либо мы покупаем задорого, рассчитываем, что цена на нефть вернется на более-менее приличный уровень и заказчики будут готовы платить больше, чем платят сейчас, либо мы его не покупаем. Все-таки нужно начинать производить собственное. Хотелось бы покупать лучшее оборудование, но все оно продается за доллары, даже то, что производится в Белоруссии. И даже в России: есть российская компания, которая занимается сборкой китайского оборудования. Китайцы присылают оборудование, по отзывам – очень качественное, здесь ставят его на шасси и тоже продают за доллары. Кстати, о китайском оборудовании как о некачественном я бы уже перестал говорить. Так было в 90-е, но, начав с чернового копирования, не всегда удачного, они смогли достичь значительного прогресса.

Как мы выходим из этой ситуации? В случае с установками ГНКТ – пока выбора нет, и приходится покупать за доллары. Есть надежда на одну из российских компаний, которая начинает выпускать эти установки, но, к сожалению, не имеет достаточного финансирования для развития производства оборудования на том же уровне, как оно развито за рубежом. А вот касательно криогенного и насосного оборудования работаем с российскими производителями этого оборудования над его качеством и технологическими характеристиками, и я думаю, что нам совместно удастся получить тот продукт, который будет лучше и качественнее западных аналогов.

ВК: Насколько вообще эффективна политика импортозамещения?

А.Р.: Есть отрасли вроде шельфа, где без иностранных технологий на сегодняшний день не обойтись, но это только на сегодняшний день. А для развития технологий ГНКТ грех не воспользоваться ситуацией и не локализовать производство оборудования. Я говорю даже не о копировании, а об улучшении.

ВК: По Вашему мнению, какие технологии будут востребованы в колтюбинге в ближайшие 5–10 лет?

А.Р.: Мы никуда не уйдем от промывок и освоений скважин после гидроразрывов пласта. Наиболее эффективным способом вывести скважину на режим после ГРП является использование ГНКТ. При этом количество установок ГНКТ в России в 5 раз меньше, чем в США – 180 против 940. Даже в Африке и Латинской Америке количество этих установок больше, чем в России. Растет число горизонтальных скважин, поэтому будут востребованы геофизические исследования с использованием установок ГНКТ. Также флоты ГНКТ будут задействованы в зарезке боковых стволов на депрессии, заканчивании скважин.

Надежная поддержка добычи обеспечивается ООО «Газпром георесурс»

ООО «Газпром георесурс» – 100%-е дочернее предприятие ПАО «Газпром», которое входит в число крупнейших отечественных геофизических предприятий. Наше предприятие является ведущим научно-техническим центром газовой отрасли России в области геофизических исследований и контроля газовых месторождений и ПХГ. В своей деятельности оно применяет широкий спектр полевых и промысловых работ, включающих сейсмическую разведку, геофизические исследования и работы в скважинах, петрофизические и геохимические исследования, испытания и освоение пластов и скважин. В его активе целый ряд успешных проектов с использованием последних мировых технологий по реконструкции, капитальному ремонту и интенсификации работы скважин. ООО «Газпром георесурс» активно участвует в реализации крупных проектов по поиску, добыче и хранению углеводородов на территории России и за рубежом.

СТРУКТУРА И ВОЗМОЖНОСТИ

На сегодняшний день в состав ООО «Газпром георесурс» входят 15 филиалов, более 250 специализированных партий и отрядов, 4 бригады по капитальному ремонту скважин, оснащенных современным оборудованием и аппаратурой ведущих отечественных и зарубежных производителей. В их распоряжении – самые современные и доказавшие свою эффективность технологии.

Благодаря отлаженной системе обмена информацией специфический опыт и зачастую уникальные наработки каждого филиала нашей компании эффективно используются для решения стоящих перед ООО «Газпром георесурс» задач практически в любой точке мира.

Максимально оптимизированная структура управления предприятием позволяет нашим филиалам предоставлять весь спектр сервисных услуг по геофизическому сопровождению строительства нефтяных и газовых скважин, по геолого-техническим мероприятиям, вертикальному сейсмопрофилированию, сейсморазведочным работам с комплексированием субподрядных гравиметрических, электрометрических, геохимических и других работ на территории всей территории Российской Федерации.

Для обеспечения выполнения вышеперечисленных сервисных работ ООО «Газпром георесурс» имеет собственное производство геофизического оборудования. Разработку и изготовление необходимых газовой отрасли технических средств, технологий и методик осуществляет Научно-производственный филиал (НПФ) «Центргазгеофизика» ООО «Газпром георесурс».

Крупные производственные базы предприятия размещены в ключевых нефтегазодобывающих районах СНГ, каждый из которых имеет свои особенности как с геологической, так и климатической точки зрения.

Получение достоверной и качественной геолого-геофизической информации обеспечивается нашим центром метрологии и сертификации. Центр оснащен государственными стандартами образцами (ГСО) для калибровки геофизической аппаратуры и оборудования.

НОВЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ И НОВЫЕ ЦЕНТРЫ

Согласно стратегии развития минерально-сырьевой базы ПАО «Газпром», на востоке России формируются новые центры газодобычи: Сахалинский, Иркутский, Якутский. Освоение месторождений в этих труднодоступных районах с суровым климатом потребует от ООО «Газпром георесурс» организации там соответствующих геофизических подразделений. Новые стратегические районы газодобычи на полуострове Ямал, шельфе Баренцева моря, в акваториях Обской и Тазовской губ также потребуют проведения ряда организационных мероприятий для обеспечения комплексных геофизических работ.

Использование передовых технологий, новейших разработок и оборудования, современного метрологического обеспечения, применение научно обоснованных методик комплексной интерпретации геолого-геофизической и геолого-технологической информации в сочетании с высокой квалификацией специалистов позволяют ООО «Газпром георесурс» обеспечивать недропользователей достоверной и качественной геолого-геофизической и иной информацией. Важным фактором оптимизации проводимых работ является постоянное внедрение инновационных методов и самого передового опыта в технологический процесс.

В настоящее время большое внимание уделяется повышению эффективности строительства скважин. Применение геомеханического моделирования при проектировании и сопровождении процесса строительства скважин позволяет значительно снизить технологические риски и связанные с ними непроизводительные затраты времени. С 2012 года ООО «Газпром георесурс» успешно выполняет работы по геомеханическому моделированию под задачи бурения и разработки месторождений.

Впервые геомеханическое моделирование было применено ООО «Газпром георесурс» в 2012 году при проведении работ на поисковой скважине № 1 структуры Шахринав (Республика Таджикистан) с целью оптимизации проводки скважины и прогноза геологических осложнений. В 2014 году нами были проведены работы по созданию геомеханической модели Ковыктинского газоконденсатного месторождения. В дальнейшем модель позволит оптимизировать процесс строительства эксплуатационных скважин и разработки месторождения.

ПОТЕНЦИАЛ

Сбалансированная кадровая и социальная политика формирует мощный кадровый потенциал. В ООО «Газпром георесурс» трудятся более 4000 сотрудников, из которых 27 человек имеют степень кандидата наук, а более 400 награждены правительственными и отраслевыми наградами. Развитие персонала, переподготовка, повышение квалификации – одно из приоритетных направлений кадровой политики предприятия.

Работы по охране труда, промышленной безопасности, улучшению условий труда проводятся в соответствии с требованиями «Системы управления охраной труда и промышленной безопасностью в ООО «Газпром георесурс» (СУОТ ПБ), гармонизированной с Международной системой управления охраной труда OHSAS.

В связи с тем, что геофизическая деятельность является одной из наиболее наукоемких в нефтегазовом сервисе, наша компания уделяет особое внимание научно-исследовательским работам. Техническая политика предприятия направлена на разработку, приобретение и внедрение в производственных подразделениях передовых технологий, повышающих геологическую и экономическую эффективность геологоразведочных работ и разработки месторождений.

ООО «Газпром георесурс»
117149 Москва, ул. Болотниковская, 18, корп.2
Телефон: (495) 775-95-75
Факс: (495) 775-95-65
E-mail: **office@gazpromgeofizika.ru**
www.georesurs.gazprom.ru

УДК 622.276.6

Поинтервальная обработка призабойной зоны терригенных пластов кислотной эмульсией

Selective Bottomhole Treatment of Terrigenous Reservoirs with Acid Emulsion

Е.В. ПАНИКАРОВСКИЙ, к. т. н., Д.А. КУСТЫШЕВ, к. т. н., А.В. КУСТЫШЕВ, д. т. н., профессор, Ю.В. КАРАЧАРОВА, магистрант, М.Д. АНТОНОВ, инженер, ООО «ТюменНИИгипрогаз»

E. PANIKAROVSKIY, Ph.D candidate, D. KUSTYSHEV, Ph.D candidate, A. KUSTYSHEV, D.Eng., professor, Yu. KARACHAROVA, masters student, M. ANTONOV, engineer, TyumenNIIgiprogaz LLC

Рассмотрены методы интенсификации притока углеводородов в нефтегазовых скважинах с близкорасположенным газоводяным контактом. Отмечено, что для эффективной добычи газа из продуктивного пласта необходима их индивидуальная обработка с отсечением при необходимости каждого пласта многопластового месторождения друг от друга. Предложена технология обработки призабойной зоны пласта кислотной эмульсией, закачиваемой в скважину гибкой трубой колтюбинговой установки.

Предложенная авторами технология позволяет более эффективно проводить ОПЗ трещиновато-порового терригенного пласта, а использование для доставки эмульсии в обрабатываемый пласт гибкой трубы позволяет существенно снизить затраты на ремонт скважины за счет исключения операции по глушению скважины и сокращение продолжительности спуско-подъемных операций. Кроме того, использование углеводородной составляющей эмульсии снижает экологическое загрязнение окружающей территории.

The paper presents enhanced oil recovery methods in oil and gas wells with closely-spaced gas-water contanct. It is mentioned that for effective gas production it is necessary to treat each layer individually and isolate layers from one another in multi-zone reservoirs. The paper suggests the technology of bottomhole zone treatment with acid emulsion which is pumped into well through coiled tubing.

Proposed technology enables more effective bottomhole zone treatment in porous-fractured terrigenous reservoir. Using coiled tubing for emulsion delivery to treatment layer enables significant reduction in cost of well workover due to elimination of killing operation and faster tripping time. In addition, using of hydrocarbon component of emulsion reduces environmental impact.

Коллекторы газоконденсатных скважин на месторождениях Западной Сибири относятся к низкопроницаемым терригенным отложениям, сцементированными глинистым цементом с содержанием до 10%. Из опыта применения кислотных обработок известно, что в коллекторах с процентным отношением карбонатных отложений выше 20% наиболее эффективна солянокислотная обработка, а при меньшем процентном отношении и для удаления соединений кальция необходима комплексная обработка: солянокислотная обработка в сочетании с глинокислотной обработкой. В то же время известно, что в пластах с близкорасположенным ГВК обработка призабойной зоны практически не проводится из-за возможного разрушения увлажняемых горных пород

Gas condensate reservoirs at the oilfields of West Siberia refer to low-permeable terrigenous deposits consolidated by argillaceous cement with carbonates content up to 10%. According to bottomhole acid treatment experience, hydrochlorid-acid formation treatment is the most effective technology in reservoirs with carbonates content higher than 20%. In reservoirs with a higher carbonates content complex treatment is required in order to remove calcium compounds: hydrochlorid-acid treatment combined with clay-acid treatment. At the same time it is widely known that bottomhole treatment (BHT) could not be performed in formations with closely-spaced gas-water contanct. This is due to possible bottomhole rock destruction and early bottom water flowing into formation [1, 2].

Usually BHT in low-permeable terrigenious reservoir is performed with technologies based on pumping of different acid solutions in bottomhole zone [3, 4, 5]. The main disadvantage of all these methods is low efficiency of BHT especially when bottomhole zone (BHZ) is clogged and flooded. That is why it is more effective to apply technologies based on sequential pumping of two acid solutions in BHZ.

In the fields that are at the closing stage of development with abnormally low reservoir pressure (ALRP) and

призабойной зоны пласта (ПЗП) и связанного с этим более раннего поступления подошвенных вод в пласт [1, 2].

Обычно для ОПЗ низкопроницаемого терригенного пласта применяются технологии, основанные на закачивании в скважину различных кислотных составов в ПЗП [3, 4, 5]. Основным недостатком всех этих способов является низкая эффективность ОПЗ, особенно при сильно закольматированной и обводняющейся ПЗП. Поэтому более эффективны технологии, основанные на последовательном закачивании двух кислотных составов в ПЗП [6, 7].

На завершающей стадии разработки месторождений, имеющих аномально низкое пластовое давление (АНПД) и достаточно большую степень обводненности залежи, проведение ОПЗ через промывочные трубы после глушения скважины затруднено и не всегда может оказаться эффективным по причине дополнительной кольматации пласта фильтратами жидкости глушения. Поэтому ОПЗ в этих условиях предпочтительнее осуществлять без глушения скважины путем закачивания кислотного состава через гибкую трубу (ГТ) колтюбинговой установки [8, 9].

В условиях АНПД даже комбинированное применение кислотных составов имеет общий недостаток – низкую эффективность ОПЗ пласта, особенно при сильно закольматированной и обводняющейся ПЗП, осложненной наличием трещин и пор.

Следовательно, для устранения этих недостатков необходимо применять новую технологию, основанную на повышении проникновения кислотного состава в трещины и поры пласта при снижении его обводняемости за счет гидрофобизации и предотвращения разрушения ПЗП.

Авторами предлагается для решения такой задачи обработку призабойной зоны трещиновато-порового терригенного пласта с близкорасположенным газоводяным контактом проводить путем спуска в незаглушенную скважину до кровли обрабатываемого пласта гибкой трубы колтюбинговой установки, через которую последовательно закачивать метанол и обратную газированную углеводородную кислотную эмульсию, содержащую: нефть, 18–20%-й раствор соляной кислоты, неиногенное поверхностно-активное вещество – дисолван – и воду. Продавливать эмульсию в пласт на глубину закольматированной зоны, включая трещины и поры горной породы призабойной зоны, инертным газом – азотом, оставлять закачанную эмульсию на период ее реакции с кольматирующими частицами в интервале перфорации, в трещинах и порах горной породы призабойной зоны, после чего попытаться вызвать приток газа из пласта.

Предлагаемая авторами технология реализуется следующим образом (рис. 1) [10].

В незаглушенную скважину, находящуюся в эксплуатации под давлением, до кровли обрабатываемого пласта с близкорасположенным

sufficiently high deposits watercut, BHT through flushing pipes after well-killing is not often effective enough due to additional colmatation of formation with killing fluid filtrate. That is why under these conditions it is recommended to perform BHT by pumping acid solution through coiled tubing (CT) without killing operation [8, 9].

When wells are operated with ALRP even combined application of acid solutions is low effective especially when BHZ is clogged, flooded and complicated by pores and fractures.

Consequently, in order to eliminate these disadvantages it is necessary to apply new technology based on enhancement of acid solution penetration length in reservoir fractures and pores while watercut should decreases due to BHZ rock hydrophobization and prevention of rock destruction.

This paper suggests conducting BHT in fractured-porous terrigenous formation with closely-spaced gas-water contact by lowering coiled tubing into operating well to the top of reservoir. BHT is carried out by pumping methanol and inverted aerated hydrocarbon acid emulsion through the coiled tubing. Emulsion consists of: oil, 18–20% hydrochloric acid solution, nonionic surfactant – disolvan and water. The operation includes: pushing the emulsion at colmatation zone depth (including bottomhole rock pores and fractures) with inert gas – Nitrogen, waiting for reaction between injected emulsion and colmatation particles in perforation interval and bottomhole rock pores and fractures, then stimulating gas inflow.

The technology proposed in the paper includes the following stages (fig.1) [10]:

Coiled tubing is run into operating well to the top of reservoir with closely-spaced gas-water contact (GWC). Methanol (1–2 m^3 per 1 m of treatment interval) is pumped through coiled tubing to dry up BHZ which is being moistened by closely spaced bottom water and wet gas movement. The volume of inverted aerated hydrocarbon acid emulsion is 2-3 m^3 per 1 m of treatment interval. This emulsion consists of: oil – 75–85 wt. %, 18–20%-hydrochloric acid solution – 3–4 wt. %, nonionic surfactant – disolvan – 0.5–1.5 wt. % and water.

Emulsion is pushed with inert gas - nitrogen into formation through the entire colmatation zone including BHZ rock pores and fractures, no more than 1.5 m radially. Nitrogen dissolves in fluid and aerates emulsion simultaneously. Aeration of emulsion is accomplished through mixing with nitrogen in ejector (not showed) during pumping into well.Pumping acid emulsion into well leads to hydrophobization of treated formation. This also results in increase in formation water repellency due to wetting of formation pores and fractures with oil component of acid solution. Inert gas bubbles as part of acid emulsion react with surfactant – disolvan – and provide emulsion penetration in pores and fractures. Then, it takes 2–4 hours to wait for reaction between acid emulsion and colmatation particles in perforation interval and bottomhole rock pores and fractures.

Small volume of water in acid emulsion doesn`t lead to bottomhole zone destruction. Consequently, there is no bottom water movement due to GWC rising during field development. After that, gas inflow stimulation takes place

ГВК спускают гибкую трубу (ГТ) колтюбинговой установки, через которую последовательно закачивают метанол 4 в объеме 1–2 м^3 на 1 м обрабатываемого интервала для осушения ПЗП, которая из-за близости подошвенных вод и движения из пласта влажного газа увлажняется, и обратную газированную углеводородную кислотную эмульсию в объеме 2–3 м^3 на 1 м обрабатываемого интервала, содержащую: нефть – 75–85 масс. %, 18–20%-й раствор соляной кислоты – 3–4 масс. %, неионогенное поверхностно-активное вещество дисолван – 0,5–1,5 масс. %, вода – остальное.

Эмульсию продавливают в пласт на глубину и ширину закольматированной зоны, включая трещины и поры горной породы призабойной зоны, но не более чем на 1,5 м по радиусу, инертным газом – азотом, который, одновременно растворяясь в жидкости, аэрирует, то есть газирует эмульсию. Газирование эмульсии осуществляется при ее смешивании с инертным газом – азотом на эжекторе (не показано) в процессе закачивания в скважину. При закачивании кислотной эмульсии в скважину происходит гидрофобизация обрабатываемого пласта, повышается его водоотталкивающая способность за счет смачиваемости трещин и пор пласта нефтяной составляющей кислотного состава. Проникновению кислотной эмульсии в трещины и поры способствует наличие в составе эмульсии пузырьков инертного газа, взаимодействующих с поверхностно-активным веществом – дисолваном, входящим в состав кислотного раствора. Оставляют кислотную эмульсию на период ее реакции с кольматирующими частицами в интервале перфорации, в трещинах и порах горной породы призабойной зоны в течение 2–4 часов.

Незначительное количество воды в кислотной эмульсии не приводит к разрушению призабойной зоны, тем самым не возникают пути продвижения подошвенных вод при подъеме ГВК в процессе разработки месторождения. После чего вызывают приток газа из пласта и вместе с газом удаляют отходы реакции на факел. Затем скважину отрабатывают до вывода ее на проектный режим и вводят скважину в эксплуатацию.

Предварительное закачивание в пласт метанола позволяет осушить ПЗП, которая из-за близости подошвенных вод и движения из пласта в процессе разработки месторождения

with flushing wastes together with gas to flare. Then, well is operated until full stabilization of designed operation mode and then, well is brought into production.

Preliminary methanol injection is performed to dry up BHZ which is being moistened by closely spaced bottom water and wet gas movement. This increases efficiency of the following acid emulsion treatment.

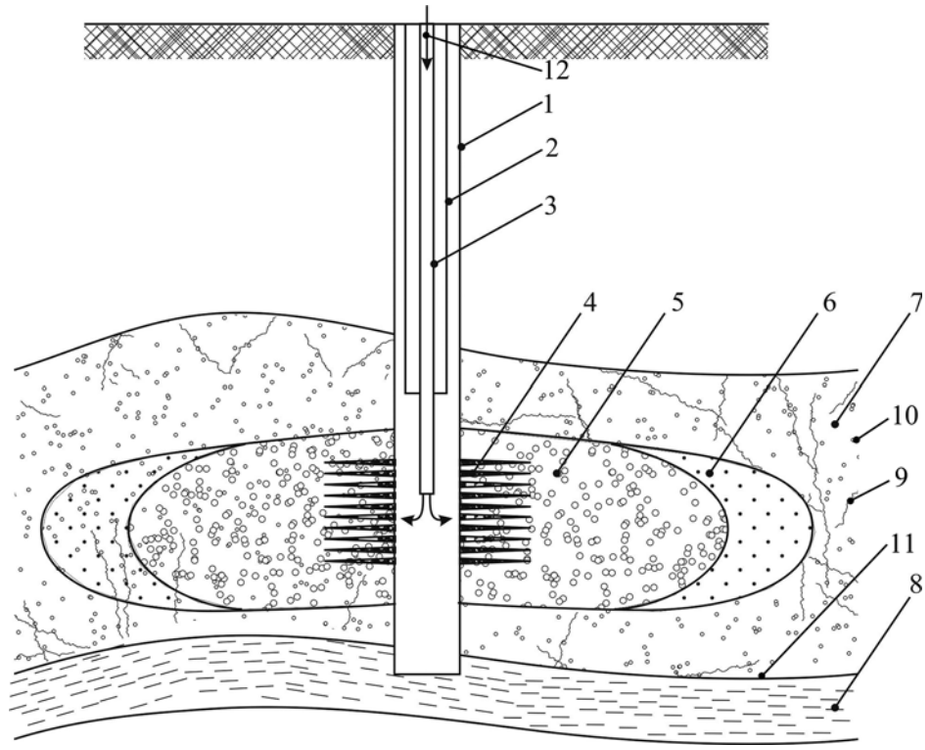
Sufficiently large volume of oil in acid emulsion provides conditions for hydrophobization that prevents formation water from entering BHZ and produced fluid.

There`s no large volume of water in acid emulsion as compared to hydrocarbon oil-in-water emulsion. This prevents moistened BHZ rock from destruction. It is well known that water is the main stimulating factor in rock destruction.

Surfactant «disolvan» combined with nitrogen as part of emulsion provides deep penetration into BHZ and sufficiently high coating of BHZ rock particles thus increasing rock water repellency.

Inert gas as part of emulsion (aeration up to 5% of volume) enables deep penetration of emulsion into tight rock fractures and pores.

As an example of proposed technology application, below are the results of bottomhole treatment at Yuzhno-Russkoye field.



1 – эксплуатационная колонна; 2 – колонна НКТ; 3– ГТ; 4 – интервал перфорации; 5 – кислотная эмульсия; 6 – метанол; 5 и 6 – закольматированная зона; 7 – газоносная часть пласта; 8 – обводненная часть пласта; 9 – трещина; 10 – поры; 11 – ГВК; 12 – азот

1 – casing string; 2 – tubing string; 3 – coiled tubing; 4 – perforation interval; 5 – acid emulsion; 6 – methanol; 5 and 6 – colmatation zone; 7 – gas-bearing portion of the reservoir; 8 – flooded portion of the reservoir.; 9 – fracture; 10 – pores; 11 – gas-water contact; 12 – nitrogen

Рисунок – Схема обработки ПЗП кислотной эмульсией
Figure 1 – Scheme of bottomhole treatment with acid emulsion

сырого газа увлажняется. Осуществление предварительной осушки ПЗП позволяет повысить эффективность последующего воздействия на пласт закачиваемой эмульсии.

Наличие в составе эмульсии достаточно большого объема нефти создает условия для гидрофобизации, препятствующие поступлению пластовой воды в ПЗП и в добываемую продукцию скважины.

Отсутствие в составе эмульсии большого количества воды, как это наблюдается в прямой углеводородной эмульсии, предотвращает разрушение увлажняемых пород ПЗП. Известно, что именно вода является интенсифицирующим фактором разрушения горных пород.

Наличие ПАВ – дисолвана – в составе эмульсии в сочетании с инертным газом – азотом – обеспечивает ее глубокое проникновение в ПЗП и достаточно большое обволакивание частиц породы ПЗП, увеличивая водоотталкивающую способность породы.

Наличие в составе эмульсии инертного газа (аэрация до 5% от объема) позволяет ей глубоко проникать в узкие трещины и поры, имеющиеся в горной породе ПЗП.

В качестве примера реализации предложенной технологии можно привести результаты обработки ПЗП на Южно-Русском месторождении.

В незаглушенную скважину с эксплуатационной колонной диаметром 219 мм до кровли обрабатываемого пласта толщиной 40 м с ГВК, расположенным на 20 м ниже подошвы продуктивного пласта, спустили ГТ диаметром 42 мм. Через нее последовательно закачали метанол в объеме 80 м^3, что соответствовало 2 м^3 на 1 м обрабатываемого интервала и обратную газированную углеводородную кислотную эмульсию в объеме 80 м^3, что соответствовало 3 м^3 на 1 м обрабатываемого интервала, содержащую: нефть – 85 масс. %;; 18%-й раствор соляной кислоты – 3 масс. %, неионогенное поверхностно-активное вещество – дисолван – 0,5 масс. %, вода остальное. Эмульсию продавили в пласт на глубину закольматированной зоны, включая трещины и поры горной породы призабойной зоны, равную 165 мм, инертным газом – азотом. Оставили эмульсию на период ее реакции с кольматирующими частицами, равный 4 часам. После чего вызвали приток газа из пласта и вместе с газом удалили отходы реакции на факел. Затем скважину вывели на проектный режим и пустили в эксплуатацию.

Вывод. Предложенная авторами технология позволяет более эффективно проводить ОПЗ трещиновато-порового терригенного пласта, а использование для доставки эмульсии в обрабатываемый пласт ГТ колтюбинговой установки позволяет существенно снизить затраты на ремонт скважины за счет исключения операции по глушению скважины и сокращение продолжительности спуско-подъемных операций. Кроме того, использование углеводородной составляющей эмульсии снижает экологическое загрязнение окружающей территории.

Coiled tubing with 42 mm diameter was run in operating well with the following parameters: casing diameter: 219 mm, formation thickness: 40 m, GWC is 20 m below the reservoir bottom. Firstly 80 m^3 of methanol was pumped through CT (2 m^3 per 1 m of treatment interval), then 80 m^3 of inverted aerated hydrocarbon acid emulsion was pumped (3 m^3 per 1 m of treatment interval). Emulsion consisted of: oil – 85 wt. %, 18%-hydrochloric acid solution – 3 wt. %, nonionic surfactant – disolvan – 0.5 wt. % and water. Emulsion was pushed with inert gas - nitrogen into formation through the entire 165 mm colmatation zone including BHZ rock pores and fractures. It took 4 hours to wait for reaction between acid emulsion and colmatation particles. After that, gas inflow was stimulated with flushing wastes together with gas to flare. Then, well was operated until full stabilization of designed operation mode and then well was brought into production.

Conclusion. Proposed technology enables more effective bottomhole zone treatment in porous-fractured terrigenous reservoir. Using coiled tubing for emulsion delivery in treatment formation enables significant reduction in cost of well workover due to elimination of killing operation and faster tripping time. In addition, using of hydrocarbon component of emulsion reduces environmental impact.

ЛИТЕРАТУРА

1. Кустышев А.В. Сложные ремонты газовых скважин на месторождениях Западной Сибири. – М.: ООО «Газпром экспо», 2010. – 255 с.
2. Гейхман М.Г., Зозуля Г.П., Кустышев А.В., Дмитрук В.В. , Чабаев Л.У. Теория и практика капитального ремонта газовых скважин в условиях пониженных пластовых давлений. – М.: ИРЦ Газпром, 2009. – 208 с.
3. Магадов Р.С., Магадова Л.А. , Мариненко В.Н. и др.//Кислотный состав для обработки низкопроницаемых терригенных коллекторов и способ кислотной обработки призабойной зоны пласта с его применением//Патент 2242604 РФ. № 2003125214. Заяв. 15.08.03; опубл. 20.12.04.
4. Иванов С.И., Гличев А.Ю., Тенн А.В. и др. Способ кислотной обработки продуктивного пласта//Патент 2247833 РФ. № 2003127194. Заяв. 08.09.03; опубл. 10.03.05.
5. Ибрагимов Н.Г., Шариков Г.Н., Кормишин Е.Г. и др. Способ обработки призабойной зоны терригенного пласта//Патент 2278967 РФ. Е 21 В 43/27. № 2005123477. Заяв. 25.07.05; опубл. 27.06.06.
6. Ланчаков Г.А., Бердин Т.Г., Сюзев О.Б., Седых А.В. Способ обработки призабойной зоны пласта//Патент 2198290 РФ. Е 21 В 43/27. № 2001134447. Заяв. 17.12.01; опубл. 10.02.03.
7. Паникаровский В.В., Щуплецов В.А., Клещенко И.И., Паникаровский Е.В., Кузьмич Л.И. Способ кислотной обработки призабойной зоны пласта//Патент 2269648 РФ. Е 21 В 43/27. № 2004119927. Заяв. 29.06.04; опубл. 10.02.06.
8. Гейхман М.Г., Зозуля Г.П., Кустышев А.В., Листак М.В. Проблемы и перспективы колтюбинговых технологий в газодобывающей отрасли//Обз. информ. Сер. Разработка газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: ИРЦ Газпром, 2007. – 112 с.
9. Булатов А.И. Колтюбинговые технологии при бурении, заканчивании и ремонте нефтяных и газовых скважин: Справочное пособие. – Краснодар: Изд-во «Просвещение-Юг», 2008. – 370 с.
10. Паникаровский Е.В., Кустышев Д.А., Кустышев А.В. и др. Способ обработки призабойной зоны трещиновато-порового терригенного пласта с близкорасположенным газоводяным контактом//Патент 2459948 РФ. Е 21 В 43/27. Е 21 В 43/22. № 2013132098. Заяв. 10.07.13; опубл. 27.10.13, бюл. № 28.

Совершенствовать технологию гидравлического разрыва пластов
Improving Hydraulic Fracturing Technology

Ю.А. БАЛАКИРОВ, д. т. н., профессор, академик Международной академии наук высшей школы;
И.Б. БУРКИНСКИЙ, к. э. н., магистр по добыче нефти и газа, председатель общества, ООО «Юг-Нефтегаз»

Yu. BALAKIROV, prof., D.Eng., member of the International Higher Education Academy of Sciences;
I. BURKINSKIY, Ph.D. in Economics, Master in oil and gas production, Yug-Neftegaz LLC chairman

Усовершенствовать несложную, на первый взгляд, технологию ГРП в нефтяных и газовых скважинах можно разными путями. Можно сочетать ГРП с другими способами повышения производительности нефтяных и газовых скважин, такими как гидропескоструйная перфорация (ГПП), создание трещин в пласте, нагнетание под высоким давлением кислотных композиций (ГКР) и иными родственно связанными с указанными выше способами интенсификации добычи нефти и газа в скважинах аналогами. Но, кроме этого, необходимо в процессе создания трещины в пластовой системе использовать на поверхности скважины потокоотклоняющее оборудование, позволяющее в любой момент времени изменить местоположение технологической жидкости, создающей в пласте трещину. На наш взгляд, наилучшим потокоотклоняющим оборудованием в процессе производства ГРП может стать хорошо известное промысловым инженерам фонтанно-газлифтное оборудование, устанавливаемое на поверхности скважины (рис. 1).

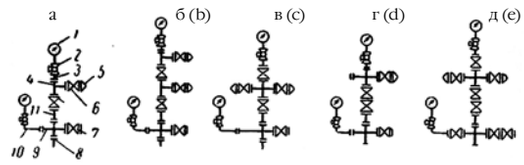
Но почему при мощном флоте ГРП со множеством энергонасыщенных мобильных агрегатов в результате мы получаем в одной скважине одну только трещину и только в одном пласте? Рискнем ответить: потому, что при производстве ГРП не используются потокоотклонители.

Сегодня гидроразрыв пласта является бесспорным лидером в различных процессах повышения производительности нефтяных и газовых скважин, однако с течением времени конкуренты могут потеснить нынешнего лидера и остановить его победоносное шествие по промыслам. Нам, специалистам, необходимо постоянно совершенствовать технико-технологические основы ГРП, преображая его новыми техническими идеями.

Наилучшим потокоотклоняющим оборудованием в процессе производства ГРП может стать хорошо известное промысловым инженерам фонтанно-газлифтное оборудование, устанавливаемое на поверхности скважины.

ЛИТЕРАТУРА
1. Справочная книга по добыче нефти и газа (под ред. профессора Ш.К. Гиматудинова). М.: Недра, 1974.

There are several ways to improve hydraulic fracturing (HF) technology in oil and gas wells, which is simple at first sight. It is possible to combine HF with other stimulation methods such as sand jet perforation, making fractures in formation, high-pressure injection of acid compositions, and other related oil and gas production stimulation methods. But apart from that, during the process of initiating fracture it is necessary to use flow diversion technology that enables relocation of process fluid that creates fracture at any time. We think that the best flow diversion equipment during HF is flow head and gaslift equipment which is well-known among field engineers mounted at the wellhead (Fig. 1)



а – на рабочее давление 70, 140, 210 кгс/см² ; б – 140, 210, 350 кгс/см²; в – 140, 210, 350 кгс/см²; г – 210, 350, 500, 700 кгс/см²; д – 350, 500, 700 кгс/см²; 1 – манометр; 2 – трехходовой кран; 3 – верхний буфер; 4 – тройник; 5 – штуцер; 6 и 7 – задвижники; 8 – колонный фланец; 9 – крестовина;10 – нижний буфер; 11 – переводник (кгс/см² ≈ 0,1 МПа)

a – working pressure 70, 140, 210 kgf/cm², b – 140, 210, 350 kgf/cm², c – 140, 210, 350 kgf/cm², d – 350, 500, 700 kgf/cm², 1 – pressure gauge, 2 – T-valve, 3 – upper swab valve, 4 – flow tee, 5 – choke, 6 and 7 – valves, 9 – cross, 10 – lower swab valve, 11 – crossover (kgf/cm² ≈ 0,1 MPa).

Рисунок 1 – Арматура для фонтанных нефтяных и газовых скважин

Figure 1 – Wellhead equipment for oil and gas wells

The best flow diversion equipment during HF is flow head and gaslift equipment which is well-known among field engineers mounted at the wellhead.

Given the fact that we have powerful HF fleet with many energy-packed mobile units, the question arises: why is there only one fracture in one layer? The answer is: the reason is no flow diverters have been used during HF.

At present time HF is a leading oil and gas production stimulation method, but as time passes, competitors can push this technology aside and stop its success. That is why, as professionals, we have to constantly advance HF technological base and change it with new technical ideas.

ГРУППА ФИД
ИННОВАЦИОННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

СЗАО **НОВИНКА**

ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ КИСЛОТОСТРУЙНОГО БУРЕНИЯ

Кислотоструйное бурение — одна из наиболее эффективных технологий повышения нефтеотдачи пласта — обеспечивает создание фильтрационных каналов из открытого ствола или в вырезанной зоне эксплуатационной колонны в карбонатных коллекторах.

Оборудование обеспечивает возможность:

- эксплуатации в средах с высоким содержанием H_2S и CO_2 с максимальной рабочей температурой 120 ^{0}C;
- строительства участков с малым радиусом искривления (от 7 м);
- размытия нескольких боковых стволов за одну СПО на различных уровнях и различных азимутальных направлениях;
- создания боковых каналов в карбонатных пластах небольшой мощности;
- освоения скважины в процессе строительства ствола;
- записи траектории скважины.

Основные преимущества:

- высокая скорость проходки;
- короткие сроки проведения операции;
- отсутствие реактивного момента;
- низкая стоимость оборудования.

Применяется с колтюбинговой установкой, оснащённой гибкой трубой диаметром 38,1 мм или 44,5 мм, диаметр применяемых насадок 54 мм, 64 мм, 76 мм.

В качестве рабочей жидкости используется раствор HCl с концентрацией до 20%.

ИДЕАЛЬНОЕ РЕШЕНИЕ ДЛЯ ПНП

Тел. +375 17 298-40-81 E-mail: info@fidgroup.by www.fidnov.com

ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ, ПРЕДСТАВЛЕННЫХ НА 16-й МЕЖДУНАРОДНОЙ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКОЙ КОНФЕРЕНЦИИ «КОЛТЮБИНГОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ, ГРП, ВНУТРИСКВАЖИННЫЕ РАБОТЫ» (ЧАСТЬ 2)

PROCEEDINGS OF THE 16TH INTERNATIONAL SCIENTIFIC AND PRACTICAL COILED TUBING, HYDRAULIC FRACTURING AND WELL INTERVENTION CONFERENCE (PART 2)

ПАКЕР REELFRAC™ И СИСТЕМА СДВОЕННЫХ ПАКЕРОВ REELFRAC™ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ НЕОГРАНИЧЕННОГО КОЛИЧЕСТВА СТАДИЙ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА И ПОВТОРНЫХ ГРП

С. Ковалев, Т. Сабитов, Weatherford

Пакер ReelFrac («РиилФрак») компании Weatherford – это система, устанавливаемая под нагрузкой при помощи ГНКТ, которая позволяет проводить многозонные перфорации, изоляции и гидроразрывы пласта (ГРП) за одну спуско-подъемную операцию, ощутимо повышая эффективность работ в сравнении с традиционными методами применения пробок и выполнения перфорационных работ.

Пакер ReelFrac использует абразивный перфоратор для формирования взаимосвязи между стволом скважины и пластом или инструмент переключения для открытия портов хвостовика. После перфорации (открытия порта) пакер активируется для изоляции ствола скважины ниже определенной зоны. В этой зоне проводится ГРП посредством закачки через малое кольцевое пространство. После ГРП давление на пакер стабилизируется и пакер возвращается в исходное состояние, а система перемещается на следующую зону для дальнейшей перфорации, изоляции и ГРП. Такая система позволяет проводить работы во многих зонах за одну СПО, значительно сокращая продолжительность работ и стоимость заканчивания скважины.

Система сдвоенных пакеров ReelFrac, активируемая весом рабочей колонны, позволяет проводить обработки нескольких зон пласта за одну СПО при проведении работ по повторному гидроразрыву пласта. При достижении необходимой глубины пакер и якорь устанавливаются путем расхаживания колонны с помощью механизма AutoJ-Slot («Авто Джей-Слот»). Дальнейшая нагрузка, прикладываемая на пакер, приводит к активации уплотнительных элементов. После активации уплотнительных элементов (с чашечными манжетами или без) оба разгрузочных устройства находятся в закрытом положении.

После проведения обработки выбранной зоны разгрузочные устройства последовательно, путем снятия нагрузки и подъема рабочей колонны,

REELFRAC™ PACKER AND REELFRAC COMPRESSION-SET STRADDLE PACKER SYSTEM FOR UNLIMITED MULTISTAGE FRACTURING AND REFRAC OPERATIONS

Sergey Kovalev, Timur Sabitov, Weatherford

Weatherford's ReelFrac Packer is a compression-set, coil-tubing-conveyed system that enables multizone perforation, isolation, and fracturing during a single trip in the wellbore, dramatically increasing operation efficiency in comparison to conventional plug-and-perforation methods.

The ReelFrac uses an abrasive perforator to establish communication between the wellbore and formation or shifting tool for opening the sleeves of completion. After all the perforations are created (sleeve open), a multiset coiled-tubing packer is activated to isolate the wellbore below a specific zone. The zone is then hydraulically fractured by pumping down the coiled-tubing casing annulus. After the fracturing operation, the packer ispressure-equalized and unset, and the system is moved to the next zone for further perforation, isolation, and fracturing operations. This system enables multiple zones to be treated with a single trip into the wellbore, significantly reducing completion costs and operation time.

The ReelFrac compression-set straddle packer system enables multizone isolation and fracturing in a single trip during refrac operations. The anchor and packer are set by reciprocating the tubing to cycle the auto J-slot once the bottomhole assembly is run to depth. Set-down weight is then applied to anchor the straddle and actuate the packing element of the bottom packer. When the packing element is actuated (with or without a cup system) and the wellbore engaged, both unloaders are in their closed positions.

After the packers have been set and the desired zone stimulated, the unloaders are then sequentially moved to their open positions. This is achieved by picking up on the coiled tubing to activate the unloaders. With the unloaders in the open position, the portion of the wellbore above and below each packing element (with or without a cup system) may be communicated while the element is in the set position. Once the pressure is

переводятся в открытое положение. Через открытые разгрузочные устройства создается сообщение интервалов скважины выше и ниже каждого уплотнительного элемента (с чашечными манжетами или без). После выравнивания давления пакер легко снимается и полностью готов для повторного использования.

ПОВТОРНЫЙ ГРП

Рон Кларк, «Время колтюбинга»

В рамках доклада приведены разносторонние комментарии по очень актуальной сегодня теме повторного ГРП на существующих скважинах. Как повторный ГРП может снизить затраты на эксплуатацию скважин, увеличить добычу последних, повысить извлекаемые запасы? Также представлена информация экономического характера по вышеупомянутой теме.

ОПЫТ ВНЕДРЕНИЯ ГРП НА ДОМАНИКОВЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ, ДОБЫЧА СЛАНЦЕВОЙ НЕФТИ В РЕСПУБЛИКЕ ТАТАРСТАН

М.В. Фадеев, «ТаграС-РемСервис»

Доманиковые отложения уже давно привлекают внимание геологов-нефтяников как потенциальный источник углеводородов. Сегодня проект добычи нефти из сланцевых отложений находится в стадии геологических изысканий. Потенциал компании ПАО «Татнефть» по сланцевым коллекторам оценивается в объеме 192 млн тонн.

Поскольку Татарстан – один из старейших нефтегазодобывающих регионов и большинство месторождений находятся в заключительной стадии разработки, то все последние годы Республика Татарстан является передовым регионом России по изучению трудноизвлекаемых запасов в силу того, что резко сокращаются объемы традиционной нефти, которую рентабельно добывать. В связи с этим в Татарстане по согласованию с «Росгеологией» был запущен проект «Полигон Доманик».

Отложения доманиковой свиты распространены практически повсеместно в восточной части Восточно-Европейской платформы в пределах Тимано-Печерского и Волго-Уральского нефтегазоносных бассейнов. Свита сложена глинисто-карбонатными породами (темные битуминозные сланцы, переслаивающиеся с темными битуминозными известняками). Глубина залегания доманика составляет 1500–1600 м, эффективная мощность 10–50 м, проницаемость 0,02–0,9 мД. Средняя добыча нефти составляет 1–2 т/сут. Первая добыча нефти началась в 2014 году.

При таком дебите нефти ни о какой высокой рентабельности разработки не может быть и речи. С целью увеличения добычи нефти было принято решение провести ОПР по ГРП на доманиковые

equalized, the packer can be easily disengaged from the wellbore and repositioned for multiple uses.

REFRACTURING

Ron Clark, Coiled Tubing Times

A multi-faceted discussion on the very hot topic of Refracturing of existing wells. How Refracturing can reduce well costs, add production, produce more of recoverable reserves from existing wellbores. Some information on economics will be present.

EXPERIENCE OF HYDRAULIC FRACTURING INTRODUCTION AT DOMANIC DEPOSITS. SHALE OIL PRODUCTION IN THE REPUBLIC OF TATARSTAN

Maxim Fadeev, TagraS-RemService, LLC

As potential hydrocarbons source, Domanic deposits have always been attracting petroleum geologists. At present time the oil production project in shale deposits is at the stage of geological survey. Potential shale oil resources of Tatneft are estimated as 192 million tonnes.

Since the Republic of Tatarstan is one of the oldest oil and gas producing regions and most of the fields are at the closing stage of development, the Republic of Tatarstan has become a leading region in terms of unconventional resources research due to drastic reduction in production of conventional oil which is economically feasible to produce. In this regard, new project «PoligonDamanic» was launched in Tatarstan with agreement of «Rosgeologiya».

Domanic suite deposits has been found all over the eastern part of the East European Platform within the boundaries of Timan-Pechora and Volga-Ural oil and gas basins. Suite consists of argillic-carbonate rock (dark bituminous shales interlaid with dark bituminous limestones). Depth of Domanic suite is 1500–1600 m, net pay zone: 10-50 m, permeability: 0,02–0,9 mD. The average production rate is 1–2 t/day. The first oil production started in 2014.

It is no use discussing high profitability of field development with such a production rate. In order to enhance oil production in Domanic deposits it was resolved to carry out pilot development with hydraulic fracturing (HF). Candidate wells were selected for this pilot development.

The first stage of the pilot development was performing proppant HF. HF design was simulated with account of Domanic reservoir properties. Proppant injection ranged from 10 to 70 tonnes. Minifrac results provided data for injection analysis that was carried out using Meyer software. Regression analysis showed that minimum fracturing gradient was 0,16783. G-function in the beginning of the plot above slope line stands for

отложения. Для внедрения ОПР были подобраны скважины-кандидаты.

Первым этапом ОПР было проведение проппантных ГРП. Дизайны на ГРП были смоделированы с учетом коллекторских свойств доманика с закачкой от 10 до 70 тонн проппанта. По результатам мини-ГРП проведен анализ закачки в программе Meyer, по регрессионному анализу минимальный градиент разрыва составил 0,16783. G-функция в начале графика выше линии наклона, что указывает на наличие утечек, зависимых от давления. То есть в процессе ГРП возможны дополнительные мгновенные утечки, которые существенно влияют на геометрию трещины (ширина), возможно осложнение с закачкой концентрацией выше 200 кг/м^3. Для предотвращения данного осложнения на стадии подушки с линейным гелем добавили две стадии кварцевого песка с концентрацией от 120 до 150 кг/м^3 с целью ограничения трещины по вертикали.

В процессе производства ГРП на скважине № 1 при прохождении проппанта с концентрацией 250 кг/м^3 через интервал перфорации получено преждевременное экранирование трещины. Причиной остановки закачки является распространение трещины ГРП в высоту, трещина существенно ограничена по ширине и не способна принять проппант с концентрацией более 250 кг/м^3.

С учетом полученного опыта работ на скважине № 1 была подобрана технология циклически комбинированного ГРП. На скважине № 2 применены следующие этапы проведения ГРП: предварительная большеобъемная кислотная обработка, увеличение темпа нагнетания до 5 м^3/мин, использование проппанта фракции 30/60 с максимальной концентрацией 300 кг/м^3. Подача проппанта осуществлялась циклически с целью исключения закупорки трещины вследствие его осаждения. Процесс ГРП прошел успешно, что позволило создать и закрепить трещину без преждевременного экранирования.

Следующим этапом ОПР было проведение МГКРП в горизонтальной скважине при бурении пилотного ствола. Определено направление развития трещины и выбрано направление бурения горизонтального ствола с учетом максимальных и минимальных напряжений.

В горизонтальную часть скважины был установлен комплект оборудования – хвостовик с активируемыми муфтами и заколонные набухающие пакеры для изоляции интервалов.

При проектировании МКГРП был учтен факт близости к портам 1 и 4 водоносных горизонтов. Для недопущения прорыва трещины к ВНК было принято решение в портах 1 и 4 провести матричную кислотную обработку без разрыва коллектора. Порты 2 и 3 – подвергнуть КГРП. В процессе закачки для изоляции отработанного и открытия нового интервала сбрасывался шар, скачок давления на графике до 30 МПа свидетельствует об активации нового порта с

instant pressure-dependent leakages. This means that during HF additional instant leakages are possible. These leakages have a significant impact on fracture geometry resulting in complication when proppant concentration is higher than 200 kg/m^3. In order to prevent this complication at the stage of linear gel injection two stages of silica sand injection were added with concentration from 120 to 150 kg/m^3 to limit the vertical growth of a fracture.

Premature screen-out occurred during HF on the well №1 when proppant with concentration of 250 kg/m^3 was transported through perforation interval. Injection was stopped because of the vertical growth of a fracture which has a limited width and is not able to accept proppant with concentration of more than 250 kg/m^3.

Taking into consideration experience obtained on the well №1 technology of cyclic integrated HF was developed. The well №2 was treated with the following stages of HF: preliminary high-volume acid treatment, increasing injection rate up to 5 m^3/min, injection of proppant fraction 30/60 with maximum concentration of 300 kg/m^3. Proppant injection was performed at regular intervals in order to prevent fracture sealing due to proppantscreenout. HF was performed successfully, fracture was initiated and stabilized without premature screen-out.

The next stage of pilot development program was multistage acid fracturing in horizontal well. Fracture opening direction was identified, horizontal wellbore drilling direction was selected with consideration of maximum and minimum stresses.

При проведении работ на скважинах применялось оборудование производства СЗАО «ФИДМАШ», которое себя зарекомендовало как надежное и высокотехнологичное. При продолжительности непрерывной работы до 20 часов не было ни одной нештатной ситуации по работе комплекса ГРП.

During operations Fidmash CJSC equipment was used. This equipment proved to be high-tech and reliable. No failures were registered during 20 hours of continuous HF equipment operation.

перекрытием предыдущего интервала обработки.

На сегодняшний день проведено 7 ОПР по ГРП, которые дали положительный эффект. По результатам работ можно сделать выводы, что при проппантном разрыве даже с закачкой минимальной концентрации 300 кг/м^3 и предварительной обработкой кислотными составами получен промышленный приток нефти. Также при бурении горизонтальных скважин на доманиковые отложения необходимо оборудовать горизонтальный участок многопортовой компоновкой для МКГРП. Таким образом, технологии гидравлического разрыва пласта с закреплением трещин проппантом или кислотного ГРП являются наиболее эффективным инструментом стимуляции низкопроницаемых коллекторов доманиковых отложений. Новые открытия и новые технологии позволяют делать доступной добычу нетрадиционных ресурсов углеводородов, запасы которых колоссальны и разработка которых еще недавно считалась нерентабельной.

При проведении работ на скважинах применялось оборудование производства СЗАО «ФИДМАШ», которое себя зарекомендовало как надежное и высокотехнологичное. При продолжительности непрерывной работы до 20 часов не было ни одной нештатной ситуации по работе комплекса ГРП.

НОВАЯ ТЕХНОЛОГИЯ РАДИАЛЬНОГО ВСКРЫТИЯ ПЛАСТА

П.И. Попов, ООО «Нефтегазтехнология»

В настоящее время на рынке нефтесервисных услуг все возрастающее значение приобретают технологии интенсификации скважин, повышения нефтеотдачи пластов, добычи трудноизвлекаемых и нетрадиционных запасов углеводородов.

ООО «Нефтегазтехнология» информирует о перспективной развивающейся технологии, предназначенной для решения вышеперечисленных задач: о технологии проводки протяженных радиальных стволов в действующем фонде скважин – радиальном вскрытии пласта (РВП).

Немного истории. Первые работы в России по прототипу представляемой технологии РВП проводились с середины 2000-х годов на месторождениях «Татнефти», ЛУКОЙЛА, «Роснефти», ТНК-ВР, «Газпрома» и др. Наша компания подготовила и провела радиальное вскрытие в «Газпроме» на месторождениях Уренгоя в 2007–2008 годах. Прежний уровень развития технологии радиального вскрытия не принес эффекта по приросту добычи углеводородов в терригенных коллекторах ни в одной из российских компаний. Вместе с тем в карбонатных коллекторах были получены кратные приросты дебитов нефти. ООО «Нефтегазтехнология»

Horizontal part of the well was completed with the following equipment – liner with actuating sleeves and annulus swelling packers for intervals isolation.

Aquifers proximity to ports 1 and 4 was considered during design of multistage acid fracturing. In order to prevent fracture penetration in oil-water contact it was chosen to carry out matrix acidizing in ports 1 and 4 without fracturing. Ports 2 and 3 were to be treated with acid HF. In order to isolate treated interval and open a new one a ball was dropped during injection, pressure jump to 30 MPa was to show that new port is actuated and the previous treatment interval is isolated.

At present time 7 pilot development programs with HF were carried out with positive results. According to these results it can be concluded that commercial oil inflow was obtained even after HF with minimum concentration of injected proppant (300 kg/m^3) and preliminary acid treatment. It is also should be noted that during drilling horizontal wells in Domanic deposits horizontal part must be equipped with multistage acid hydraulic fracturing assembly. Thus, the most effective method of stimulation of low-permeable Domanic deposits is hydraulic proppant fracturing or acid HF. New discoveries and new technologies make it possible to produce oil from huge unconventional hydrocarbon reserves that were considered unprofitable not long ago.

During operations Fidmash CJSC equipment was used. This equipment proved to be high-tech and reliable. No failures were registered during 20 hours of continuous HF equipment operation.

NEW RADIAL DRILLING TECHNOLOGY

Pavel Popov, Neftegastechnologiya, LLC

At present time technologies of well stimulation, enhanced oil recovery methods, unconventional and hard-to-recover reserves development are of the increasing importance in the oilfield market.

Neftegastechnologiya, LLC informs about new perspective developing technology designed for solving the above mentioned tasks: technology of creating long filtration channels in operating wells – radial drilling technology.

Historical background. The first operations in Russia with prototype radial drilling technology started in the mid 2000s at the oilfields of Tatneft,

проанализировала собственный опыт проведения работ, результаты работ в других компаниях и установила «узкие» места технологии, не позволившие получить результат в терригенных коллекторах.

Сегодня мы говорим о возможности начала внедрения на российском рынке в 2016 году новой технологии радиального вскрытия, имеющей только общую идею гидромониторной проводки ствола, но абсолютно другое технологическое устьевое и забойное оборудование, параметры и режимы проведения технологии. Эта новая технология не имеет прежних недостатков, остановивших ее продвижение на нефтесервисный рынок. Она адаптирована к условиям как карбонатных, так и терригенных коллекторов. Существенным преимуществом ее применения является возможность проведения на депрессии полного цикла работ – от проводки канала до спуска эксплуатационной компоновки. Детальное сравнение технологии и обоснование ее преимуществ над прежним аналогом технологии, актуальность ее использования представлены в презентации.

ОПЫТ ВНЕДРЕНИЯ РУП «ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ «БЕЛОРУСНЕФТЬ» ТЕХНОЛОГИИ СОЗДАНИЯ СЕТИ ГЛУБОКОПРОНИКАЮЩИХ РАДИАЛЬНЫХ КАНАЛОВ ФИЛЬТРАЦИИ И ПУТИ ЕЕ РАЗВИТИЯ

Н.А. Демяненко, А.В. Серебренников, С.Д. Клочков, М.И. Галай, Д.Л. Третьяков, В.С. Семенков, Белнипинефть РУП «Производственное объединение «Белоруснефть»

Ресурсная база углеводородов на месторождениях Припятского прогиба – основного региона деятельности РУП «Производственное объединение «Белоруснефть», постоянно ухудшается. На текущий момент доля трудноизвлекаемых запасов приближается к 70% от суммарных извлекаемых запасов региона. Основные объемы трудноизвлекаемых запасов сосредоточены в низкопроницаемых разностях пород коллекторов в высокообводненных зонах разрабатываемых месторождений, находящихся на четвертой стадии разработки (около 22%), и в низкопроницаемых залежах месторождений, находящихся на первой-третьей стадиях разработки. В условиях неоднородных пластов и неравномерной выработки запасов требуется адресное вскрытие отдельных низкопроницаемых интервалов и создание в их пределах системы разветвленных дренажных каналов большой протяженности. С этой целью разработаны оборудование и технология, позволяющие создавать в пределах низкопроницаемых, слабовыработанных и слабодренируемых разностей пород-коллекторов на разных уровнях (разных глубинах в скважине) систему (сеть)

ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ, ПРЕДСТАВЛЕННЫХ НА 16-й МЕЖДУНАРОДНОЙ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКОЙ КОНФЕРЕНЦИИ «КОЛТЮБИНГОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ, ГРП, ВНУТРИСКВАЖИННЫЕ РАБОТЫ» (ЧАСТЬ 2)

PROCEEDINGS OF THE 16TH INTERNATIONAL SCIENTIFIC AND PRACTICAL COILED TUBING, HYDRAULIC FRACTURING AND WELL INTERVENTION CONFERENCE (PART 2)

LUKOIL, Rosneft, TNK-BP, Gazprom and other companies. Our company prepared and carried out radial drilling in Gazprom at Urengoy fields in 2007–2008. With the previous development level of this technology no increase in oil rate in terrigenous reservoirs was registered in no one Russian company. At the same time, multifold increase in oil rate was registered in carbonate reservoirs. Neftegastechnologiya, LLC conducted analysis of operational experience, results of the same operations in other companies and identified weaknesses of this technology that made impossible to obtain good results in terrigenous reservoirs.

Today we are talking about the opportunity to introduce new radial drilling technology to Russian market in 2016. This technology uses the general idea of jetting channels, but completely different wellhead and downhole equipment, parameters and operating modes. This new technology has no previous disadvantages that stopped its expansion to the oilfield market. It is adapted to both terrigenous and carbonate reservoir conditions. The substantial advantage of the application of this technology is the ability to conduct all operations in underbalanced conditions – from creating channel to installing production assembly. Detailed comparison of this technology and justification of its advantages over the previous version as well as applicability are shown in presentation.

RUP PO BELORUSNEFT'S EXPERIENCE IN THE APPLICATION OF TECHNOLOGY OF DEEPLY-PENETRATING RADIAL FILTRATION CHANNELS CREATION.DEVELOPMENT TRENDS

N. Demyanenko, S. Klochkov, M. Galay, D. Tretjakov, V. Semenkov, Republic Unitary Enterprise Production Association Belorusneft

Hydrocarbon resources at the fields of Pripyat Trough which is the main region of RUP PO Belorusneft activity are constantly deteriorating. At present time the proportion of hard-to-recover reserves reaches 70% in all technically recoverable reserves in the region. Main volumes of hard-to-recover reserves are located in low-permeable layers in high watercut zones of the fields which are at the 4th stage of development (nearly 22%) and in low-permeable deposits in the fields that are at the 1st–3rd stages of development. Taking

глубокопроникающих каналов фильтрации, до 8 каналов на одном уровне. Технология позволяет формировать системы сбора пластового флюида. Каналы выполняются радиально по отношению к эксплуатационной колонне с глубиной проникновения в пласт до 100 м. В результате многократно увеличивается площадь фильтрации пластового флюида к стволу скважины. Технология является альтернативной технологии ГРП и бурения боковых стволов со сверхкороткими радиусами зарезки и направлена на адресное воздействие на конкретные зоны и интервалы пластов, в которых локализованы остаточные запасы нефти. На текущий момент технология внедрена на 8 скважинах. Анализ результатов выполненных работ показал:

1. Технология работоспособна и дает эффект в виде дополнительной добычи нефти.
2. Дебит нефти можно увеличить в 2–5 раз.
3. Для увеличения эффективности работ необходимо:

- при выборе интервалов для проводки протяженных каналов фильтрации в низкопроницаемых пластах – включать интервалы пласта как со средними, так и обязательно с максимальными значениями коэффициента открытой пористости и эффективными толщинами;
- при низких пластовых давлениях в качестве технологических жидкостей использовать дегазированную нефть, а в качестве рабочих жидкостей – дизельное топливо, керосин или углекислоту;
- для пластов с пластовыми давлениями, близкими к гидростатическому или выше него, в качестве технологических жидкостей необходимо использовать техническую или пластовую воду, а в качестве рабочей жидкости – пресную воду, содержащую ПАВ-гидрофобизаторы, способные создавать вокруг созданного канала фильтрации в породе гидрофобную среду (гидрофобный адсорбционный слой); рабочая жидкость должна иметь минимальное поверхностное натяжение на границе раздела фаз с нефтью;
- для обработки созданных каналов фильтрации применять кислотные составы с теми же характеристиками по степени влияния на пласт, что и рабочие жидкости;
- в пластах с весьма низкими пластовыми давлениями, при которых невозможно создать депрессию на пласт, достаточную для выноса из пористой среды вокруг канала фильтрации проникшей туда рабочей жидкости, работы не планировать.

С целью развития и оптимизации технологии необходимо разработать программу и провести специальный комплекс исследований по подбору рабочих и интенсифицирующих жидкостей на водной основе, удовлетворяющий вышеизложенным условиям, а также по определению предельных перепадов давления, при которых начинается движение

into consideration nonuniform formations and unbalanced recovery of reserves it is required to drill specific low-permeable intervals and create system of long drainage channels within these intervals. For this purpose RUP PO Belorusneft developed new equipment and technology that enables creation of deeply-penetrating filtration channels system in low-permeable and poorly drained reservoir rocks at different levels (different well depths), up to 8 channels at one level. The technology makes possible to establish reservoir fluids gathering system. Penetration depth of radial-type channels can be up to 100 m resulting in multifold increase in fluid filtration area. The technology is an alternative to hydraulic fracturing and short-radius sidetracking technologies. It is designed for treating specific zones and intervals which contain residual oil. At present time the technology was introduced in 8 wells. Analysis of operational results showed that:

1. Technology is fully functional and efficient with incremental oil production as a result.
2. Oil rate can be increased 2–5 times.
3. Operational efficiency enhancement requires the following:

- When selecting intervals for creating long filtration channels in low-permeable layers it is necessary to include layers with medium and definitely maximum values of open porosity and effective thickness;
- It is necessary to use degassed oil as a process fluid in wells with low reservoir pressure. Diesel fuel, kerosene and carbon dioxide should be used as a working fluid;
- When formation pressure is close to hydrostatic head or higher, it is necessary to use technical or formation water as a process fluid. Water must contain special water-repellent surfactants that create water-repellent environment around created filtration channel (water-repellent adsorption layer); working fluid must have minimum interfacial tension between the oil and water phases;
- Acid compositions for treating created filtration intervals must have the same characteristics of the influence on formation as working fluids;
- When formation pressure is low so that it is not possible to create pressure drawdown required for removal of penetrated working fluid out of porous media around filtration channel – no operation should be planned;
- In order to develop and optimize this technology

жидкостей в тонкопоровых коллекторах.

ВЛИЯНИЕ ПРОМЫСЛОВЫХ ФАКТОРОВ НА ДОЛГОВЕЧНОСТЬ КОЛОНН ГИБКИХ ТРУБ

А.Г. Молчанов, С.В. Романенко, В.Г. Певнев, В.Н. Фролова, Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина

Расширение объема внедрения традиционных колтюбинговых технологий неизбежно приведет и к качественным изменениям – освоению новых областей. Такой, в частности, является добыча высоковязких нефтей, например, в Татарии, в районах Крайнего Севера, Казахстане. Использование колонн гибких труб в подобных условиях еще больше актуализирует проблему долговечности колонн гибких труб и позволяет обеспечить эффективность процессов.

Применение колонн гибких труб при добыче высоковязких нефтей сопровождается использованием теплоносителей с высокой температурой, что делает необходимым определение ее влияния на прочностные показатели труб и определение остаточного ресурса. В конечном счете эти задачи базируются на определении количества циклов нагружения трубы до ее разрушения, в условиях деформации трубы при изгибе ее на определенном радиусе, заданном внутреннем давлением технологической жидкости, температуры окружающего воздуха и температуре технологической жидкости. Перечисленные факторы являются независимыми.

В настоящее время наиболее известны зависимости долговечности от радиусов изгиба труб и внутреннего давления технологической жидкости. Это эмпирические зависимости, полученные фирмами-изготовителями, например Precision Tube Technology Inc. В условиях, когда выполнение ресурсных испытаний на натурных образцах требует огромного количества труб, а выполнение испытаний на различных этапах их старения в промысловых условиях представляется нереальной задачей, актуальной задачей является разработка методики испытаний, основанной на испытаниях лабораторных образцов в сочетании с исследованиями особенностей напряженного состояния материала труб.

Особенностью работы колонны гибких труб является появление напряжений, превышающих предел текучести и вызывающих пластические деформации в пределах 1,2–1,5%, которые в отнулевом несимметричном цикле воздействуют на материал трубы. Наличие внутреннего давления приводит к появлению меридиональных и тангенциальных напряжений, которые не превышают предел упругости и в пределах выполнения отдельных технологических операций могут считаться постоянными.

Действие наружной и внутренней температуры приводит к изменению прочностных и деформационных характеристик металла трубы и

ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ, ПРЕДСТАВЛЕННЫХ НА 16-й МЕЖДУНАРОДНОЙ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКОЙ КОНФЕРЕНЦИИ «КОЛТЮБИНГОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ, ГРП, ВНУТРИСКВАЖИННЫЕ РАБОТЫ» (ЧАСТЬ 2)

PROCEEDINGS OF THE 16TH INTERNATIONAL SCIENTIFIC AND PRACTICAL COILED TUBING, HYDRAULIC FRACTURING AND WELL INTERVENTION CONFERENCE (PART 2)

it is necessary to develop a program and conduct special research on selection of water-based working and stimulation fluids that meet the above mentioned conditions. Also it is necessary to conduct research on determination of maximum pressure gradients enabling fluid to filtrate through a low-porosity rock.

INFLUENCE OF FIELD FACTORS ON THE COILED TUBING STRING LIFETIME

A. Molchanov, S. Romanenko, V. Pevnev, V. Frolova, Gubkin Russian State University of Oil and Gas

Expansion of conventional coiled tubing technologies ultimately lead to quality changes – exploration of new areas. In particular, one of these new areas is production of super-viscous oil, for example in the Republic of Tatarstan, the Extreme North regions, Kazakhstan. Exploitation of coiled tubing strings in these environments keeps the problem of coiled tubing string lifetime currently important thus providing operation effectiveness.

Application of CT strings during super-viscous oil production is carried out using high-temperature heat-transfer fluids. That makes it necessary to define its impact on strength properties and remaining lifetime of strings. Ultimately these tasks are based on determination of the number of string load cycles under the following conditions: before string destruction, under the conditions of string strain when it is bended at determined radius, with determined internal pressure of the process fluid, environment temperature and temperature of the process fluid. All these factors are independent.

At present time the best-known are the dependencies of string lifetime on bending radius and internal pressure of the process fluid. These dependencies, obtained by manufacturing companies, for example “Precision Tube Technology Inc» [1], are empirical. Conducting fatigue tests on string samples requires a lot of strings, while conducting these tests at different fatigue stages under field conditions is not possible. That is why it is important task to develop testing methodology based on testing of laboratory samples along with conducting research on stress state of string material.

One of the specifics of coiled tubing string operation is the occurrence of stresses that exceed yield limit. These stresses cause plastic strain within

соответствующим образом изменяет ее склонность к трещинообразованию.

Столь различные факторы, влияющие на долговечность трубы, не позволяют использовать разработанные к настоящему времени теории прочности металлов.

Для обеспечения определения суммарного действия изгиба и при действии внутреннего давления рассматривалось влияние деформаций действующих, ими вызываемых. При этом труба рассматривалась как тонкостенная оболочка. Была получена зависимость, связывающая величины продольных и поперечных деформаций

$$\varepsilon_{а\,экв} = 77{,}6\,N^{-0{,}79} + \sigma_{-1}\,(1-\sigma_m/\sigma_{пр})N_0^{1/m}\,N^{-1/m}/\,E_{сек}(\varepsilon_{а\,экв})\,K_E. \quad (1)$$

Полученная зависимость хорошо коррелируется с зависимостью, полученной американскими исследователями при испытаниях полноразмерных образцов гибких труб.

Эта же зависимость была проверена при проведении испытаний образцов на разрывной машине при циклическом нагружении в условиях действия напряжений превышающих предел текучести. Испытания проводились в лаборатории РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. Эти испытания проводились при температуре 20 °С

Влияние внутреннего давления в сочетании с деформацией описывается зависимостью

$$N = (0{,}0071p^3 - 0{,}3326p^2 - 3{,}9086p + 242{,}82)\,\varepsilon_{а\,экв}^{(-0{,}0014p2+0{,}0354p-1{,}2517)}. \quad (2)$$

Для определения влияния температуры на долговечность трубы была использована разрывная машина, снабжена термокамерой в диапазоне от -40 до +160 °С. Данный диапазон обусловлен минимальной температурой, при которой теоретически может производиться закачка холодной технологической жидкости и максимальной температурой закачиваемой жидкости – температурой кипения.

Экспериментально было установлено, что количество циклов до разрушения трубы, определенное по формуле (2) при иных температурах, характеризуется формулой

$$N(\varepsilon, p, T) = N(\varepsilon, p,) + A(T), \quad (3)$$

где $N(\varepsilon, p,)$ – зависимость 2; $A(T)$ – эмпирическая постоянная, зависящая от особенностей работы стали при различных температурах. Эта постоянная изменяется в широком диапазоне и может приводить к изменению числа спуско-подъемов от 5 при температуре - 30 °С до 250 при 120 °С.

Полученные зависимости позволяют выявить тенденции влияния приведенных разносторонних факторов на долговечность колонн гибких труб и получить рекомендации

1,2–1,5%, which affect string material at zero-to-compression stress cycle. The presence of the internal pressure lead to meridional and tangential stresses that don`t exceed yield limit and may be considered constant during performing certain operations.

External and internal temperature effect leads to a change in strength and strain properties of string material and correspondingly changes string tendency to crack.

All these different factors that affect string lifetime make impossible to use the latest metals strength theories.

In order to determine cumulative effect of bending and internal pressure it was necwssary to consider the influence of strain caused by these effects. The string was considered to be thin-walled shell. Obtained dependency connected axial and lateral strains:

$$\varepsilon_{a\,eq} = 77{,}6\,N^{-0{,}79} + \sigma_{-1}\,(1-\sigma_m/\sigma_{пр})N_0^{1/m}\,N^{-1/m}/\,E^{sec}(\varepsilon_{a\,eq})\,K_E \quad (1)$$

Obtained dependency correlates well with dependency obtained by American researchers during testing of full-scale coiled tubing samples.

This dependency was examined during testing of samples on pull-test machine. Cycling stressing was applied under the conditions of stresses that exceed yield limit. Testing was carried out in laboratory in Gubkin RSU of Oil and Gas at a temperature of 200°C.

The combined effect of internal pressure with strain is described by the following dependency:

$$N = (0{,}0071p^3 - 0{,}3326p^2 - 3{,}9086p + 242{,}82)\,\varepsilon_{a\,eq}^{(-0{,}0014p2+0{,}0354p-1{,}2517)} \quad (2)$$

In order to determine the influence of temperature on string lifetime, pull-test machine was equipped by heat chamber within the range from -40 to +160°C. This range is based on the minimum temperature of injection of cold process fluid and maximum temperature of the injected fluid – boiling temperature.

The number of cycles before string destruction was defined by a formula (2). According to experimental data, at other temperatures this number is defined by the following formula:

$$N(\varepsilon, p, T) = N(\varepsilon, p,) + A(T) \quad (3)$$

по назначению параметров агрегатов КРС и показателей технологических режимов при добыче тяжелых нефтей, связанных с повышенными температурами. В сочетании с разработанной ранее методикой оперативного определения остаточного ресурса труб в промысловых условиях применение полученных результатов позволяет более обоснованно назначать режимы эксплуатации колонн гибких труб и при выполнении КРС, и при использовании их в процессе эксплуатации скважин, продуцирующих высоковязкие нефти.

РАЗРАБОТКА ПОТОКООТКЛОНЯЮЩЕЙ КОМПОЗИЦИИ НА ОСНОВЕ ПОЛИОКСИХЛОРИДА АЛЮМИНИЯ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ПРОЦЕССА ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

Л.А. Магадова, К.А. Потешкина, научно-образовательный центр «Промысловая химия», Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина

Нефтяные месторождения в России эксплуатируются методом заводнения, который обеспечивает поддержание пластового давления и высокий темп извлечения нефти. При этом выработка пластов с различной проницаемостью в неоднородных, сложно построенных коллекторах неодинакова – по зонам с более высокими фильтрационными характеристиками происходит прорыв закачиваемых вод, что приводит к образованию промытых участков, в то время как низкопроницаемые пропластки практически не затрагиваются.

Для того чтобы увеличить охват воздействия заводнением в низкопроницаемых коллекторах, необходимо создание потокоотклоняющего экрана на удаленном расстоянии от нагнетательной скважины. Поэтому к закачиваемым системам предъявляются следующие требования: широкий диапазон вязкости и длительная продолжительность гелеобразования.

В научно-образовательном центре (НОЦ) «Промысловая химия» были разработаны композиции для повышения нефтеотдачи пластов на основе полиоксихлорида алюминия, карбамида и дополнительного реагента – регулятора скорости гидролиза для применения в терригенных коллекторах в широком диапазоне пластовых температур. Данные композиции представляют собой низковязкие истинные растворы, характеризующиеся длительным индукционным периодом гелеобразования, однако их эффективность зависит от внешних условий (температура, pH), что вызывает необходимость подробного исследования процесса гелеобразования.

В данной работе были изучены закономерности протекания процессов гелеобразования в

where N(ε, p,) is a dependency, A(T) is an empirical constant, which is dependent on specifics of steel performance at different temperatures. This constant can vary within the wide range and lead to a change in the number of tripping operations from 5 at temperature – 30 °C to 250 at temperature 120 °C.

Obtained dependencies make possible to determine tendencies of the impact of different factors on coiled tubing strings lifetime and get recommendations on identifying workover rig parameters and operation modes features during heavy oil production at high temperatures. Together with the existing method of quick determination of remaining lifetime under field conditions the application of obtained results enables engineers to set CT strings operation modes more reasonably when performing workover operation and using CT strings for wells with super-viscous oil.

DEVELOPMENT OF DIVERTER COMPOSITION ON THE BASIS OF ALUMINUM POLYOXYCHLORIDE FOR EOR OPERATIONS IN LOW-PERMEABILITY RESERVOIRS

L. Magadova, K. Poteshkina, Research and Development Center "Oilfield Chemistry", Gubkin Russian State University of Oil and Gas

The oilfields in Russia are being developed with a flooding method which maintains formation pressure and provides high recovery rate. However, there is a difference between oil production operations in different complex nonuniform formations with different permeabilities – the injected water invades formation areas with higher filtration characteristics thus leading to creation of flooded-out regions while low-permeable layers are left untreated.

In order to improve sweep efficiency in low-permeable reservoirs it is necessary to create a diverting boundary at a remote distance from the injection well. That is why there are certain requirements for the injection fluids: a wide viscosity range and long duration of gelling process.

Research and Development Center "Oilfield Chemistry" developed EOR compositions based on aluminum polyoxychloride, carbamide and additional agent – hydrolysis speed controller for application in terrigenous reservoirs at a wide range of formation temperatures. These compositions are low-viscosity molecular solutions that are characterized by long induction period of gelling process but its efficiency depends on the external conditions (temperature, pH balance). This requires detailed research of gelling process.

разработанных системах при различных температурах и содержании солей в используемых составах.

На основании полученных исследований была разработана и предложена технология выравнивания профиля приемистости в низкопроницаемых коллекторах с использованием окаймляющих закачек водорастворимого полимера для снижения размыва разработанной композиции.

ИССЛЕДОВАНИЕ ОСАДКООБРАЗОВАНИЯ ПРИ РАСТВОРЕНИИ ПОРОДЫ ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ВО ФТОРОСОДЕРЖАЩИХ КИСЛОТНЫХ СОСТАВАХ

З.Р. Давлетов, М.Д. Пахомов, Л.А. Магадова, Л.Ф. Давлетшина, научно-образовательный центр «Промысловая химия», Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина

Кислотная обработка эксплуатационных скважин в настоящее время является наиболее востребованным методом интенсификации нефтеизвлечения, что обусловлено простотой и доступностью технологий, относительно низкими затратами метода.

В основе кислотных составов для воздействия на минералы терригенного пласта: каркасные и слоистые силикаты, как правило, используют фтористоводородную кислоту или ее соли. Однако при протекании химических реакций с участием HF образуются различные продукты, которые способны выпадать в осадок, кольматируя поры призабойной зоны пласта, что, в свою очередь, может значительно снизить эффективность кислотной обработки.

Как известно, избежать образования осадков в процессе растворения породы терригенных коллекторов практически невозможно. Однако подробное исследование данного процесса для установления основных закономерностей позволит управлять его протеканием и представляется важным этапом повышения эффективности кислотных обработок.

В данной работе представлены результаты исследования растворения полимиктовой терригенной породы в различных фторсодержащих кислотных составах. Исследовано влияние основных факторов на процесс растворения: температура обработки, время выдержки, вид и концентрация фторсодержащего реагента, концентрация соляной кислоты. При изучении процесса растворения кернового материала использовали гравиметрический метод, рентгенофазовый анализ и ИК-спектроскопию, а также рентгенофлуоресцентный анализ отработанных растворов кислот.

Растворение изучали с использованием экстрагированной дезинтегрированной породы.

The paper investigated the gelling process behavior in developed fluids at different temperatures and salinity of the applied compositions.

On the basis of conducted research the paper proposes the technology of conformance control in low-permeable reservoirs using water-soluble polymer injection along the drainage boundary for reducing composition wash-out.

INVESTIGATION OF SEDIMENTATION IN CASE OF TERRIGENOUS RESERVOIRS DISSOLUTION IN FLUORINATED ACIDS

Z. Davletov, M. Pakhomov, L. Magadova, L. Davletshina , Research and Development Center "Oilfield Chemistry", Gubkin Russian State University of Oil and Gas

At present time acid treatment in producing wells is the most popular stimulation method. The reasons for this are technology simplicity and availability and relatively low costs.

The main agents in acid composition for treating terrigenous formation minerals (framework and layer silicates) - are usually hydrofluoric acid and fluorides. However, during chemical reaction with hydrofluoric acid different products develop. These products can precipitate in formation thus filling in bottomhole zone pores resulting in significant reduction of acid treatment efficiency.

It is known that it is almost impossible to eliminate precipitation during terrigenous rock dissolution. However, it is necessary to conduct detailed analysis of this process for determination of basic principles. This analysis is an important stage of acid treatment improvement as it will provide the opportunity to control dissolution process.

This paper presents the results of analysis of polymicticterrigenous rock dissolution in different fluorinated acid compositions. The authors conducted analysis of the influence of main factors on dissolution process: treatment temperature, reaction time, type and concentration of fluorinated agent, concentration of hydrochloric acid. During analysis of dissolution of core material the following methods were used: gravimetric method, X-ray phase analysis, infrared spectroscopy and X-ray fluorescence analysis of used acid solutions.

Dissolution was analyzed using extracted and desegregated rock samples. Concentration of hydrofluoric acid was within the range 1–3% wt, HCl content – 0–18% wt. Time of reaction between acid

Концентрация HF изменялась в диапазоне 1–3% масс., содержание HCl – 0–18% масс. Время выдержки кислот с породой составляло от 1 до 8 часов при 20-80 градусах Цельсия.

Определено, что повышение температуры, продолжительности обработки, концентрации фторсодержащих реагентов приводит к увеличению растворимости породы. Вместе с тем снижение степени кристалличности и отношения Si/Al в растворах кислот после взаимодействия с породой указывает на протекание осаждения продуктов реакций.

Сравнительный анализ растворяющих способностей составов на основе плавиковой кислоты и фторида аммония не выявил существенных различий между ними по значениям растворимостей и степеней кристалличности. В то же время обнаружены более высокие осадкоудерживающие свойства кислотных составов на основе фторида аммония по сравнению с системами, содержащими HF.

Повышение концентрации соляной кислоты в присутствии фторсодержащего реагента интенсифицирует процесс растворения породы: наблюдается рост растворимости кернового материала, при этом происходит снижение степени кристалличности обработанной породы и уменьшение отношения Si/Al.

Осадки, полученные при охлаждении отработанных растворов кислотных составов, исследованы с помощью рентгенофазового анализа и ИК-спектроскопии. Определено, что основными фазами осадков являются гексафторсиликаты, гексафторалюминаты и кремнезем.

СОВРЕМЕННОЕ ВЫСОКОТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ВНУТРИСКВАЖИННЫХ И ГЕОФИЗИЧЕСКИХ РАБОТ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КОЛТЮБИНГОВЫХ УСТАНОВОК

И.Я. Терешко, СЗАО «Новинка»

В презентации подробно представлены технические характеристики и технологические возможности следующих видов оборудования, разработанного в КБ СЗАО «Новинка»:

1. Оборудования для направленного бурения (СНБ89-76М и СНБ89-76Т, СНБ89-73М);
2. Оборудования для увеличения проходки гибкой трубы;
3. Высокоэффективного бурового инструмента (долот);
4. Оборудования для спуска геофизических приборов в скважину;
5. Кабельных головок, в том числе с возможностью промывки;
6. Комплекса для оснащения ГНКТ геофизическим кабелем.

and rock was from 1 to 8 hours at temperature of 20–80°C.

It is defined that increase in temperature, treatment time, concentration of fluorinated agent lead to rock solubility enhancement. At the same time decrease in crystallinity degree and Si/Al ratio in acid solutions after treatment indicates precipitation of reaction products during treatment.

Benchmarking analysis of dissolving ability of compositions based on hydrofluoric acid and ammonium fluoride concluded no substantial difference between these compositions in solubility and crystallinity degree. At the same time it was discovered that acid compositions based on ammonium fluoride have higher sediment suspension properties as compared to compositions with HF.

Increase in concentration of hydrochloric acid in the presence of fluorinated agent stimulates rock dissolution: such increase leads to a growth of core material solubility, decrease in crystallinity degree of treated rock and decrease in Si/Al ratio.

Sediments developed during precipitation of used acid compositions were investigated with X-ray phase analysis and infrared spectroscopy. It was defined that the main sediment fractions are hexafluorosilicates, hexafluoroaluminates and silica.

ADVANCED HIGH-TECH EQUIPMENT FOR WELL INTERVENTION AND LOGGING OPERATIONS WITH THE APPLICATION OF COILED TUBING UNITS

I. Tereshko, Novinka, CJSC

The presentation demonstrates technical specifications and technological capabilities of the following types of equipment, developed in Novinka, CJSC:

1. Equipment for directional drilling (construction regulations: СНБ89-76М и СНБ89-76Т, СНБ89-73М)
2. Equipment for increasing coiled tubing speed.
3. High-efficient drilling tools (bits).
4. Equipment for running logging tool in hole.
5. Cable heads, including cable heads suitable for cleanout.
6. Equipment for installation of logging cable inside the coiled tubing.

ООО «ПАКЕР СЕРВИС»

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

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

ПАКЕР СЕРВИС

У нас сложные скважины, требующие высокотехнологичного сервиса

We Have Complicated Wells That Require High Technology Services

Журнал «Время колтюбинга» беседует с ведущими специалистами компании «НОВАТЭК» Иваном Геннадьевичем Каштановым, начальником управления внутрискважинных работ, и Андреем Александровичем Деменковым, начальником управления супервайзинга.

Беседа происходит в кулуарах 16-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы».

Время колтюбинга: Иван Геннадьевич, Андрей Александрович, познакомьте наших читателей с компанией «НОВАТЭК».

Иван Каштанов: Компании «НОВАТЭК» уже двадцать лет. Это независимый производитель газа в России. У компании девять дочерних добывающих обществ. Основное отличие «НОВАТЭК» от других – это частная компания, занимающаяся добычей газа и газового конденсата, в основном на Ямале, настроенная на оптимальные технологии и инновации в области внутрискважинных работ, в том числе технологии, которые представлены в программе нынешней конференции. Большая часть этих технологий уже используется в компании. В части внутрискважинных работ у нас производится многостадийный ГРП, при котором активно используется колтюбинг. Большинство операций производится на гибкой трубе, в частности, открытие муфт клапана закрытия пласта – мы используем такое заканчивание на проекте «Ямал-СПГ», чтобы сохранить фильтрационные емкостные свойства коллектора. В других проектах мы используем ГНКТ в процессах освоения скважин, промывок и т.п.

В части внутрискважинных работ у нас производится многостадийный ГРП, при котором активно используется колтюбинг.

As regards well intervention, we make active use of coiled tubing while performing multistage hydraulic fracturing.

Андрей Деменков: Все дочерние общества добывающей компании «НОВАТЭК» работают на территории Ямало-Ненецкого автономного

The Coiled Tubing Times Journal has interviewed the leading experts from NOVATEK Company Ivan Gennadievich Kashtanov, Head of Well Intervention Department, and Andrey Aleksandrovich Demenkov, Head of Supervision Department.

The interview was held on the sidelines of the 16th International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference.

Coiled Tubing Times: Ivan Gennadievich, Andrey Aleksandrovich, could you, please, introduce the NOVATEK Company to our readers?

Ivan Kashtanov: NOVATEK has been on the market for as many as twenty years. It is an independent Russian gas producer. The company has nine producing subsidiaries. Unlike other companies, NOVATEK is a private company which produces gas and gas condensate and focuses on the best available technologies and innovations in the sphere of well intervention, including the technologies to be presented at this conference. Our company has already started applying most of such technologies. As regards well intervention, we make active use of coiled tubing while performing multistage hydraulic fracturing. We apply coiled tubing for the most of our operations, in particular, for opening the sleeves of formation shut-off valve. Such type of well completion is used within the framework of Yamal LNG Project in order to preserve the filtration and storage properties of the reservoir. Coiled tubing is also used in other projects, including well development, well cleanout operations, etc.

Andrey Demenkov: All subsidiaries of the NOVATEK Company perform their activities in the Yamalo-Nenets Autonomous District. Having no service units, we outsource the services of third parties.

Coiled Tubing Times: What does NOVATEK require from its third party contractors? What criteria are used in their selection?

Andrey Demenkov: Naturally, it is a competitive procedure with open tendering. At the first stage, we perform analysis of the qualifications and technical

округа. Сервисных подразделений у нас нет. Мы привлекаем внешний сервис.

Время колтюбинга: По какому принципу «НОВАТЭК» приглашает сторонних подрядчиков? Каковы критерии отбора?

Андрей Деменков: Это, естественно, конкурентный отбор. Объявляется открытый тендер. На первом этапе проводится предварительная квалификация подрядчиков – оцениваются их технические возможности. У нас есть определенная система оценки потенциальных подрядчиков. После прохождения оценки и аудита сервисная компания включается в список квалифицированных подрядчиков и приглашается для участия в конкурсных торгах.

Время колтюбинга: Каковы критерии для включения в такой список? На что обращается внимание в первую очередь: на то, какими технологиями владеет подрядчик, на то, каким оборудованием обладает?

Андрей Деменков: В требованиях есть несколько разделов. Естественно, опыт работы по данному направлению должен составлять не менее определенного количества лет. Обязательно соответствие требованиям по безопасности проведения работ. Важна комплектация – по оборудованию, по персоналу. По каждому виду сервиса – по ГНКТ, по ГРП по КРС или по другим направлениям – в компании разработаны требования, позволяющие проверить подрядчика на соответствие: так называемые квалификационные критерии.

Время колтюбинга: Очевидно, такой подход позволил выделить группу подрядчиков, соответствующих требованиям «НОВАТЭК»?

Андрей Деменков: Да, у нас сложился пул подрядчиков.

Время колтюбинга: Какое точное определение!

Иван Каштанов: Официально это называется «Список квалифицированных подрядчиков». Такой список сформирован по каждой услуге, по каждому сервису.

Андрей Деменков: Это список высококвалифицированных подрядчиков, которые практически всегда приглашаются на тендер. Список ежегодно обновляется и при необходимости дополняется, если в поле нашего зрения попадают новые сервисные компании. Это отслеживается по каждому сервису.

Время колтюбинга: У «НОВАТЭК» в качестве подрядчиков выступает больше

capacity of the contractors. We have a certain system for assessing potential contractors. Upon such assessment and an audit, a service company is put on the list of qualified contractors and gets an invitation to tender.

Coiled Tubing Times: What are the criteria for being included in this list? What are the priorities – the technologies the contractor is using, or the equipment it possesses?

Andrey Demenkov: We have a number of requirements. Certainly, there should be a certain period of the operational background. Compliance with safety requirements is also a must. All the necessary equipment and staff are to be in place. Each type of services, whether related to coiled tubing, hydraulic fracturing, well workover or other activity, is connected with a set of requirements, which enables the company to ensure that the contractor meets the so-called Eligibility Criteria.

Coiled Tubing Times: Such approach must have allowed NOVATEK to find a group of contractors with the necessary qualifications, right?

Andrey Demenkov: Yes, we have a pool of contractors.

После прохождения оценки и аудита сервисная компания включается в список квалифицированных подрядчиков и приглашается для участия в конкурсных торгах.

Upon such assessment and an audit, a service company is put on the list of qualified contractors and gets an invitation to tender.

Coiled Tubing Times: There couldn't be a more suitable term for them!

Ivan Kashtanov: In official terms it is called the List of Qualified Contractors. Such lists have been made for each type of services.

Andrey Demenkov: It is a list of highly qualified contractors which are almost sure to be invited to tender. The list is updated on an annual basis and, if necessary, is amended whenever we spot new service companies. We are keeping track of new companies for each of the services we need.

Coiled Tubing Times: Does NOVATEK have more domestic or international companies among its contractors?

Andrey Demenkov: In the course of a tender, the same criteria are applicable to Russian and international companies; however, international contractors prevail in the sphere of high-technology services.

Ivan Kashtanov: Everything depends on the type of services. The contractors employed for drilling or well workover operations are, for the most part,

отечественных сервисных компаний или международных?

Андрей Деменков: И к российским, и к зарубежным компаниям в процессе тендеров предъявляются одинаковые требования, но в сегменте высокотехнологичного сервиса подрядчиками становятся больше все-таки зарубежные компании.

Иван Каштанов: Все зависит от типа услуги. Если это бурение или КРС, то подрядчиком практически всегда выступает российская компания, а если это услуги по ГНКТ или ГРП, то здесь 50:50 – зарубежные и отечественные.

Время колтюбинга: Как вы относитесь к идее создания крупной объединенной российской сервисной компании, идея которой активно обсуждается на самых разных уровнях?

Андрей Деменков: Лично мое мнение – идея неплохая. Но насколько такая компания сможет конкурировать, скажем, со «Шлюмберже», у которой множество исследовательских структур, инноваций? На практике может быть потрачено много времени и средств, да и готов ли кто-то поддержать такую компанию финансово. Ведь та же «Шлюмберже» тратит огромные деньги на разработки и новые технологии.

Время колтюбинга: Как изменилась политика «НОВАТЭК» в условиях секторальных санкций и невысоких цен на нефть?

Андрей Деменков: Принята стратегия развития компании на период до 2030 года. Она опубликована на сайте. Но если говорить о секторальных санкциях, то у нас произошел небольшой разворот в сторону российских производителей в части замещения услуг и оборудования, где это возможно. В частности, у нас произошло замещение зарубежных производителей на российских в сегменте внутрискважинного оборудования для МГРП. Первоначально мы использовали оборудование компании «Шлюмберже», «Халлибуртон», но в настоящее время поставки муфт и элементов заканчивания МГРП для нас осуществляет российская компания «Зенит» из Красноярска.

Время колтюбинга: Адекватно ли качество этого оборудования?

Андрей Деменков: Качество не уступает качеству того оборудования, которое поставлялось зарубежными компаниями.

Время колтюбинга: Каковы подходы вашей компании к вопросам импортозамещения?

Андрей Деменков: У нас в компании не стоит вопрос заместить все любой ценой. Если что-то чувствительно для нас с точки зрения стоимости, то мы пытаемся рассматривать возможность импортозамещения. Если качество аналогично

Russian companies, while with coiled tubing or hydraulic fracturing services we have a 50:50 split between international and domestic contractors.

Coiled Tubing Times: What do you think about the idea of establishing an integrated Russian service company which is being given full consideration at all levels?

Andrey Demenkov: As for me, I like the sound of it. However, will such company be able to become a rival, say, to Schlumberger with its variety of research units and innovations? In fact, it may require too much time and too many funds, and there is no guarantee there will be any sufficient financial support. After all, Schlumberger invests a vast amount of money in new projects and technologies.

Coiled Tubing Times: What has changed in the policy of NOVATEK in the view of sectoral sanctions and a decrease in oil prices?

Andrey Demenkov: The company has approved its corporate strategy for the period of up to 2030. It has been published on our web-site. As regards the sectoral sanctions, we have turned towards Russian manufacturers in order to find substitution for some services and equipment, where it seems possible. For example, we have chosen Russian manufacturers of downhole equipment for multistage hydraulic fracturing over the foreign ones. Initially, we used the equipment produced by Schlumberger or Halliburton; today, our supplier of collars and well completion components is the Russian company "Zenit" from Krasnoyarsk.

Coiled Tubing Times: Are you satisfied with the quality of such equipment?

Andrey Demenkov: In terms of quality, this equipment is on a par with the equipment we bought from foreign suppliers.

Coiled Tubing Times: How does your company handle the issues of import substitution?

Andrey Demenkov: Our company has no intention to replace all imported equipment at any cost. We consider options for import substitution where there arise issues of value sensitivity. If the quality of a foreign rival product is the same or higher as compared to domestic products, we still give preference to the former. We give a great deal of thought to import substitution. Our company has made it a practice to opt for domestic equipment and cost cutting, whenever possible, but we have never planned to replace everything we import just for the sake of replacing.

Ivan Kashtanov: What really matters is to avoid the deterioration of quality as a result of unreasonable import substitution.

Coiled Tubing Times: You have chosen a thoughtful approach. Does the NOVATEK Company have any plans to create its own

или качество зарубежного аналога выше, то мы пока отдаем предпочтение зарубежным опциям. У нас идет вдумчивое замещение. В компании есть установка на преимущественное использование отечественного оборудования и удешевление работ, где это возможно, но не ставится цель заместить все импортное на сто процентов.

Иван Каштанов: Самое главное – чтобы не ухудшилось качество при бездумном импортозамещении.

Время колтюбинга: Это очень разумный подход. Не планирует ли компания «НОВАТЭК» создать собственные сервисные подразделения для выполнения самых востребованных работ?

Иван Каштанов: Исторически у компании «НОВАТЭК» не было собственных сервисных подразделений по внутрискважинным работам – по бурению, КРС, ГРП... И пока этот вопрос для нашей компании не актуален. У нас достаточно сложные скважины – в основном это горизонтальные скважины с большими отходами от устья. Они требуют высокотехнологичного сервиса.

Время колтюбинга: Помнится, была информация о том, что в компании «НОВАТЭК» установлен рекорд по глубине скважины.

Иван Каштанов: Да. Этот рекорд был поставлен в процессе реализации уникального Юрхаровского проекта. Мы бурили несколько скважин с побережья под Обскую губу. Соответственно, получились большие отходы и глубины. Тогда сервисными компаниями было поставлено несколько российских рекордов по глубине.

Андрей Деменков: Рекордов по бурению на суше.

Иван Каштанов: Нашими сотрудниками совместно со специалистами сервисных компаний по этому поводу опубликованы статьи, в т.ч. под грифом SPE. Однако создавать собственный сервис наше руководство считает нецелесообразным, поскольку он не будет загружен. А высокотехнологичные услуги предполагают, как правило, привлечение международных сервисных компаний с их геонавигацией, наклонно-направленным бурением, долотным сервисом, буровыми растворами – наши скважины в основном бурятся с растворами на углеводородной основе. И под столь сложные скважины, конечно же, требуется соответствующее оборудование – очень сложное.

Андрей Деменков: И надежное.

Время колтюбинга: Какие советы вы бы дали отечественным сервисным компаниям,

service units for the works which are most in demand?

Ivan Kashtanov: Historically, the NOVATEK Company has never had its own service units for well intervention, including drilling, well workover, hydraulic fracturing... It is still not a matter of current interest for the company. We deal with complicated wells which are mostly horizontal extended-reach wells. They require high-technology services.

Coiled Tubing Times: There seems to have been information on NOVATEK setting a record in the figures of well depth.

Ivan Kashtanov: It is true. The drilling depth record was set during realization of a unique Yurkharovsky Project. We were drilling wells coming from the shore under the Gulf of Ob, with significant deviations and depth figures. During those operations, service companies set a number of Russian records in terms of well depth.

Andrey Demenkov: We mean records for on-shore drilling.

У нас идет вдумчивое замещение. В компании есть установка на преимущественное использование отечественного оборудования и удешевление работ, где это возможно, но не ставится цель заместить все импортное на сто процентов.

We give a great deal of thought to import substitution. Our company has made it a practice to opt for domestic equipment and cost cutting, whenever possible, but we have never planned to replace everything we import just for the sake of replacing.

Ivan Kashtanov: Our experts together with the representatives of the service companies have published some articles in that regard, some of them being SPE-marked. Nevertheless, our management considers it unreasonable to establish our own service units, as there is no guarantee of their full capacity operation. Generally, high technology services involve technical support from international companies with their geological steering equipment, directional drilling, drill-bit services and drilling muds (our wells require oil-based muds). It goes without saying that such complicated wells need the matching sophisticated equipment.

Andrey Demenkov: And it should be reliable, too.

Coiled Tubing Times: What would you recommend to the domestic service companies which would like to give their international rivals a run for their money?

Ivan Kashtanov: I would advise them to attend conferences, including this Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference. The two days of the conference give us an opportunity to talk to contractors and clients and to find out what they think and what they do, thus getting a glimpse

чтобы помочь им успешнее конкурировать с международными?

Иван Каштанов: Я бы обратил их внимание на то, что нужно бывать на таких конференциях, как эта – «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы». В течение двух дней мы здесь имеем возможность выслушать как подрядчиков, так и заказчиков, узнать, о чем они думают, что они делают, заглянуть в будущее – что нужно делать. Прослушав программу первого дня конференции, в частности, доклады специалистов компаний Weatherford и EBC, мы уяснили, что шаровые системы в горизонтальных скважинах становятся уже вчерашним днем технологий и теперь мы будем стараться нагнать те компании, которые ушли вперед. Совет: не проходите те этапы, которые, уже понятно, ограничивают будущие возможности. Недалек тот день, когда придется по старому фонду делать повторные ГРП, проводить интенсификации, а очень много скважин в настоящее время заканчивается портами МГРП с шаровыми системами. У нашей компании, к счастью, такой фонд не превалирует, и мы планируем в ближайшее время перейти на современные заканчивания – с регулируемыми открываемыми/закрываемыми муфтами – что позволит нам в будущем иметь большую вариативность при повторной стимуляции.

Андрей Деменков: В процессе конференции мы поняли, что предложенный нам пять лет назад МГРП портами, где сбрасываются шары, является, наверное, тупиковым путем развития. Мы тем самым искусственно сократим жизнь скважин, потому что повторный ГРП на этих скважинах делать не сможем или же сможем, но технология проведения таких работ будет экономически нецелесообразной. Мы собираемся довести до сведения руководства компании, что нужно срочно менять планы и переходить на открывающиеся/закрывающиеся порты. Это несомненная польза от конференции, которую мы получили.

Время колтюбинга: Вы оба участвовали в конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы» неоднократно. Что вы можете сказать об эволюции этого мероприятия?

Иван Каштанов: Конференция взяла хороший уровень. Я присутствую на ней в шестой раз.

Андрей Деменков: Я-то и на первых конференциях был.

of our future and our prospects. Having listened to the speakers during the first day of the conference, in particular, the reports made by experts from Wetherford and EWS, we discovered that application of ball-activated systems in horizontal wells is becoming a thing of the past, so we should make an effort to catch up with the companies which are far ahead. My advice is not to take steps which proved to be limiting your future opportunities. You may soon need your old well stock for another round of hydraulic fracturing and well stimulation, while today many wells are completed with ball-drop fracturing assemblies. Fortunately, such wells make only part of our company's stock and we plan to go ahead with modern methods of well completion with controllable shifting sleeves that will ensure that we have a greater variety of options in case of refracturing operations.

В процессе конференции мы поняли, что предложенный нам пять лет назад МГРП портами, где сбрасываются шары, является, наверное, тупиковым путем развития. Мы тем самым искусственно сократим жизнь скважин, потому что повторный ГРП на этих скважинах делать не сможем или же сможем, но технология проведения таких работ будет экономически нецелесообразной.

During the conference, we have come to realize that the method of multistage hydraulic fracturing with ports initiated by ball-drop is likely to be a dead-end. By using this method we shorten the production life of a well because refracs at such wells will be either impossible, or cost-inefficient.

Andrey Demenkov: During the conference, we have come to realize that the method of multistage hydraulic fracturing with ports initiated by ball-drop is likely to be a dead-end. By using this method we shorten the production life of a well because refracs at such wells will be either impossible, or cost-inefficient. We are going to inform our management that we will have to change our plans promptly and start using opening/closing ports. This is how we benefit from the conference.

Coiled Tubing Times: Both of you have recurrently participated in the Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference. What can you say about the evolution of this event?

Ivan Kashtanov: The conference has made good progress. I am here for the sixth time.

Andrey Demenkov: I have attended the conferences from the very start.

Ivan Kashtanov: For the last five or six years the conference has lived up to high standards. Its program always contains reports of a special interest. Of course, all reports are worth considering, but there are those which serve as a booster and make us introduce changes on returning home.

Иван Каштанов: Последние 5–6 лет конференция стабильно держит высокую планку. Всегда в программе есть особо интересные доклады. Вообще все доклады заслуживают внимания, но есть такие, которые позволяют, вернувшись в компанию, внести изменения.

Андрей Деменков: На 10-й конференции в 2010 году на нас сильное впечатление произвел доклад профессора РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина А.М. Молчанова. Он рассказывал про то, как с подводных лодок можно осуществлять бурение на ГНКТ. Он очень оживил конференцию тогда – до сих пор все помнят его доклад.

Иван Каштанов: Да, нетрадиционный подход, использование списанных с флота подводных лодок для колтюбингового бурения, тогда всех впечатлил.

Время колтюбинга: Очевидно, эти идеи опережали время?

Иван Каштанов: Мне кажется, что эта идея сейчас может получить новое развитие, учитывая то, что мы выходим на офшор, на мелководье, где такая кажущаяся фантастической технология может быть востребована. В настоящее время мы рассматриваем проекты, предполагающие бурение на мелководье с ледостойкой платформы в местах, где очень короткий период навигации. Возможно, именно такого плана нетрадиционный подход мог бы решить ряд проблем в геологоразведке.

Андрей Деменков: Дело не именно в той презентации, а в таких презентациях – неординарных, «выстреливающих», вносящих драйв в конференцию. Хотелось бы подобных выступлений побольше. Еще хотелось расширить тематику конференции и пригласить специалистов от геологических служб и служб разработки месторождений. Мы, заказчики, получили бы от них много полезной информации.

Время колтюбинга: Хорошая идея. Организаторы обязательно над ней подумают.

Иван Каштанов: У технических специалистов вопросы: а как прошла операция? Не было ли аварий? А геологи и разработчики подкидывали бы идеи, которые технарям предстоит реализовывать, острые дискуссионные вопросы. Также хотелось бы, чтобы в числе участников было больше специалистов по внутрискважинным работам непосредственно из регионов, дочерних обществ, которым эти технологии предстоит внедрять и применять. Это позволило бы повысить уровень специалистов, их кругозор. Конференция пошла бы в массы.

Время колтюбинга: Было бы весьма желательно, если бы головные компании доносили информацию о предстоящей конференции до своих дочерних обществ и командировали бы их специалистов для участия. А организаторы, прежде всего

Andrey Demenkov: In 2010, during the 10th Conference we were deeply impressed by the report made by A.M. Molchanov, Professor of Gubkin Russian State University of Oil and Gas. He told us how coiled tubing drilling may be performed from a submarine. We felt exhilarated; his report is still best remembered.

Ivan Kashtanov: Yes, we were impressed by the non-conventional approach and the usage of decommissioned submarines for coiled tubing.

Coiled Tubing Times: It looks like this idea was ahead of time?

Ivan Kashtanov: I believe that today the idea may be brought to life and, though it sounds surreal, the technology may turn out to be in high demand, given that we are going offshore and start offshore drilling. We are currently reviewing projects which involve offshore drilling from ice-resistant platforms in the conditions of short navigation seasons. Perhaps, such unconventional approach could solve a number of problems inherent in geological exploration.

Andrey Demenkov: It's not about that specific presentation, it's about such presentations in general, the presentations which are ingenious, which come as a bombshell and liven up conferences. I would like to see more of such presentations. I also hope that the conference expands its horizons by inviting geological survey experts and representatives of field developments services. Their participation would be very informative for us, as customers.

Coiled Tubing Times: I like the idea. No doubt, the hosts of the conference should give it a consideration.

Ivan Kashtanov: While technical experts tend to ask questions about the operation process and whether there were any accidents, geologists and development engineers could come up with some ideas to be implemented by technicians and bring up burning issues to be discussed. Also, I would like to see more well intervention experts from the remote regions and subsidiaries who are to introduce and apply new technologies in the field. This would help them to update their knowledge and broaden their horizons. The conference would then embrace much more people.

Coiled Tubing Times: We advise parent companies to inform their subsidiaries about the coming conference and send delegates from such subsidiaries to take part in it. The hosts of the conference, and particularly our journal, promise to make the relevant announcements in advance. What information would you like to find in the Coiled Tubing Times?

Ivan Kashtanov: We are your regular subscribers. Due to the Coiled Tubing Times we are always able to keep the track of what is going on in the coiled tubing market, and we get acquainted with the technologies being chosen by other gas producing

наш журнал, обещают эту информацию заблаговременно предоставлять. Какую информацию вы хотели бы видеть в журнале «Время колтюбинга»?

Иван Каштанов: Мы являемся постоянными подписчиками журнала «Время колтюбинга». Благодаря ему мы находимся в курсе событий, происходящих на рынке колтюбинга, знакомимся с технологиями, которые предпочитают другие компании – газодобывающие и сервисные. Хотелось бы, чтобы в журнале освещались не только успехи, но и проблемы, неудачный опыт, если это возможно.

Андрей Деменков: Хотелось бы, чтобы в журнале было больше аналитики.

Иван Каштанов: Во «Времени колтюбинга» много информации про оборудование и инструмент, которые приспособлены для традиционного региона – Западной Сибири. Наша же компания вышла на проекты на Ямале, где мы занимаемся юрскими и ачимовскими отложениями, всеми – с АВПД. Там нужно особое оборудование и инструмент соответствующий. Не все сервисные компании таковыми обладают.

Время колтюбинга: Наверное, проекты на Ямале требуют применения и уникальных технологий?

Иван Каштанов: Не знаю, первые ли мы будем, но мы собираемся полностью с ГНКТ делать комплекс: испытание и освоение юрской скважины с АВПД, где мы ожидаем на устье давление порядка 500 атмосфер. Там достаточно высокое устьевое давление, высокое пластовое давление. Мы планируем испытывать юрские отложения снизу вверх – с Ю10 до Ю2, ставить открывающиеся муфты, делать МГРП, открывать, исследовать... У нас этот опыт будет первым, потому что в геологоразведке ГНКТ пока не особенно используется. Хотим отказаться от тяжелых растворов, потому что если не использовать ГНКТ, то нужно использовать растворы плотностью 2,15.

Андрей Деменков: Мы хотим весь цикл сделать с ГНКТ – и освоение скважины, и установку пакеров, и ГПП. Скважина очень сложная, но и очень ответственная. От качества ее испытаний зависит будущее одного из наших дочерних обществ.

Иван Каштанов: Сейчас активно технически прорабатываются эти вопросы, и мы надеемся, что у нас все получится.

Время колтюбинга: Мы желаем вам успеха и надеемся, что результаты этих работ будут опубликованы в нашем журнале.

Вела беседу Галина Булыка, «Время колтюбинга»

and service companies. I would like the journal to give coverage not only to the achievements, but also to the problems and failures, if that is possible.

Andrey Demenkov: I would like to see more analytical articles in the journal.

Ivan Kashtanov: The Coiled Tubing Times presents lots of data on the equipment and instruments suitable for usage in the traditional regions, for example, in Western Siberia, while our company is implementing its projects in the Yamal region where we have to deal with Jurassic and Achimovsky deposits all of which are characterized by abnormally high formation pressure. There, we need special equipment and specific instruments. Not all service companies have them at their disposal.

Мы собираемся полностью с ГНКТ делать комплекс: испытание и освоение юрской скважины с АВПД, где мы ожидаем на устье давление порядка 500 атмосфер.

We intend to use coiled tubing for all stages of the testing and development of the Jurassic well with abnormally high formation pressure, where the wellhead pressure is expected to be about 7,350 psi.

Coiled Tubing Times: I guess implementation of projects in the Yamal region also requires unique technologies.

Ivan Kashtanov: I am not sure whether we are going to be the first, but we intend to use coiled tubing for all stages of the testing and development of the Jurassic well with abnormally high formation pressure, where the wellhead pressure is expected to be about 7,350 psi. Both the wellhead pressure and the formation pressure are quite high there. We plan up-the-hole testing of the Jurassic deposits – from Yu10 up to Yu2; we are going to open sleeves, perform multistage hydraulic fracturing, exploration operations... This will be our first experience of the kind, as coiled tubing has not found wide application in the sphere of geological exploration so far. We do not plan to use weighted drilling muds, because without coiled tubing we would need muds with the density of 2.15.

Andrey Demenkov: We would like to perform the entire cycle based on coiled tubing, including well development, packers setting, and hydraulic jet perforation. The well is extremely difficult and this work is crucial for us, because its outcome will determine the future of one of our subsidiaries.

Ivan Kashtanov: We are currently working out all the technical aspects, and we believe we will succeed.

Coiled Tubing Times: We wish you every success and hope that our journal will be able to publish the results of these operations.

Interviewer – Halina Bulyka, Coiled Tubing Times

«ЗАКАНЧИВАНИЕ, ЭКСПЛУАТАЦИЯ И РЕМОНТ СКВАЖИН»

ЗЭРС

Тел. +7(495)632-21-94
Тел./факс +7(495)632-21-95
Тел./факс +7(495)632-21-96
E-mail: info@zers.ru

107078, Москва, ул. Новая Басманная, д 14.стр.1.
390044, Рязанская обл., г. Рязань, ул. Промышленная, д.21
629803, Тюменская обл., ЯНАО, г. Ноябрьск, промзона, пан. 4
628600, Тюменская обл., ХМАО-Югра, г. Нижневартовск, ул. Индустриальная, д. 29
461042, Оренбургская обл., г. Бузулук, Пятигорская ул., д. 39а
664047, Иркутская обл., г. Иркутск, ул. Советская, д.124-Е

Web: www.zers.ru

Группа компаний «ЗЭРС» разрабатывает, производит и поставляет полный перечень оборудования для заканчивания, ремонта и эксплуатации нефтяных и газовых скважин, а также осуществляет инженерно-технологическое сопровождение при промысловом применении своих разработок.

Региональные сервисно-складские представительства расположены в следующих городах:

- **Нижневартовск**
- **Ноябрьск**
- **Иркутск**
- **Бузулук**

Оборудование производится на двух собственных заводах, укомплектованных новейшими станками с ЧПУ, которые обеспечивают высокое качество выпускаемой продукции.

Web: www.zers.ru

Тел. +7(495)632-21-94
Тел./факс +7(495)632-21-95
Тел./факс +7(495)632-21-96
E-mail: info@zers.ru

«Белоруснефть» готова решать самые сложные задачи

Belorusneft Is Ready To Solve the Most Complicated Tasks

Д.А.Закружный родился в 1983 году. В 2005 году окончил Белорусский государственный университет транспорта по специальности «автоматика, телемеханика и связь на ж/д транспорте». В 2009 году окончил Гомельский государственный технический университет имени П.О. Сухого по специальности «разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений». В 2011 году окончил Белорусский торговый экономический университет потребительской кооперации по специальности «экономика и управление на предприятии».

Трудовую деятельность начал в 2005 году в Управлении по повышению нефтеотдачи пластов и ремонту скважин (УПНПиРС) РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» помощником бурильщика подземного и капитального ремонта скважин.

С 2008 по 2011 год работал инженером группы технологии ремонта скважин, профилактики и ликвидации аварийности (УПНПиРС), инженером-технологом технологического отдела (УПНПиРС).

С 2011 года работает в отделе строительства и ремонта скважин Управления скважинных технологий и сервиса Центрального аппарата РУП «Производственное объединение «Белоруснефть». На данный момент занимает должность ведущего инженера.

D.Zakruzhniy was born in 1983. He graduated from the Belarusian State University of Transport in 2005. His specialty was "automation, telemechanics and communications on the railway transport". D.Zakruzhniy completed the full course of the P.O. Sukhoi Gomel State Technical University in 2009, majoring in "development and exploitation of oil and gas fields". In 2011 he graduated from the Belarusian Trade and Economics University of Consumer Cooperatives, majoring in "economics and business management".

He started his career in 2005 as an Assistant Driller in the Enhanced Oil Recovery and Well Workover (EOR &WW) Department at RUP PO Belorusneft.

Between 2008 and 2011 he worked as an Engineer in the Well Repair, Accident Prevention and Elimination Technologies Team (EOR && WW Department) and as a Process Engineer in the Process Division of the same department.

Starting from 2011, D.Zakruzhniy has worked in the Well Construction and Repair Division of Downhole Technologies and Service Department of RUP PO Belorsuneft. He is currently holding a position of Lead Engineer.

На вопросы журнала «Время колтюбинга» отвечает Д.А. Закружный, ведущий инженер отдела строительства и ремонта скважин Управления скважинных технологий и сервиса центрального аппарата РУП «Производственное объединение «Белоруснефть».

На 16-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы» Д.А. Закружный выступил с докладом «Опыт проведения МГРП на месторождениях РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» и был отмечен как один из лучших докладчиков конференции.

D. Zakruzhniy, Lead Engineer, Well Construction and Repair Division of Downhole Technologies and Service Department of RUP PO Belorsuneft, is answering the questions of Coiled Tubing Times.

D. Zakruzhniy made a report entitled as "Multi-stage Hydraulic Fracturing Experience at the Oilfields of RUP PO Belorusneft" and was noted as one of the best speakers at the 16th International Scientific and Practical Coiled Tubing Technologies, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference.

Coiled Tubing Times: Denis Anatolyevich, what hydraulic fracturing technologies are currently used by RUP PO Belorusneft?

«Время колтюбинга»: Денис Анатольевич, какие технологии ГРП применяются РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» в настоящее время?

Денис Закружный: РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» начало применять технологии ГРП с 2007 года. На данный момент выполнено более 350 операций ГРП и КГРП в Республике Беларусь и более 150 операций различных видов ГРП за рубежом. Мы обладаем современным оборудованием для проведения ГРП и имеем в штате обученный, опытный и компетентный персонал, стаж руководителей и дизайнеров ГРП составляет более семи лет.

Применяемые технологии:

- ГРП и КГРП в терригенных и карбонатных коллекторах;
- КГРП с предварительной изоляцией водопритока;
- КГРП на основе нефтекислотных эмульсий;
- КГРП на основе загущенных кислот (с применением самоотклоняющихся кислотных составов);
- ГРП на линейном и окололинейном геле;
- ГРП с предварительной закачкой проппантно-песчаного микса для создания искусственных перемычек (технология J-Frac);
- Проппантный КГРП;
- Многообъемные КГРП;
- Двухэтапный ГРП (для азимутальной переориентации трещины);
- Многостадийные ГРП.

ВК: Когда компания начала применять технологии МГРП? Чем была вызвана необходимость их применения?

Д.З.: «Белоруснефть» начала применять технологии МГРП в 2014 году.

Одной из основных наших задач на данный момент является вовлечение в разработку трудноизвлекаемых запасов нефти, приуроченных к низкопроницаемым карбонатным коллекторам, а также карбонатным и терригенным «полуколлекторам», на которых до настоящего времени не представлялось возможным вести разработку ввиду отсутствия эффективных методов воздействия для получения экономически рентабельных дебитов нефти. Этим эффективным методом и явилась технология МГРП.

Также необходимо отметить, что, помимо решения поставленных геологических задач при применении технологии МГРП, мы параллельно решали и технико-технологические задачи. Мы получили бесценный опыт при проведении работ, изучили их тонкости на всех стадиях проводки скважин – начиная с бурения горизонтального ствола и заканчивая подготовкой и проведением МГРП. Данный опыт позволил нам открыть новое конкурентоспособное направление деятельности в области предоставления услуг по проведению ГРП и позиционировать себя на рынке предоставления услуг в данной сфере

Denis Zakruzhniy: RUP PO Belorusneft has been implementing hydraulic fracturing technologies since 2007. To date, we have completed more that 350 hydraulic and acid fracturing operation in the Republic of Belarus and more that 150 fracs abroad. We own state-of-the-art hydraulic fracturing equipment and have experienced and competent staff. Track record of our hydraulic fracturing managers and designers exceeds seven (7) years.

Applied technologies include:

- Hydraulic and acid fracturing in terrigenous and carbonate reservoirs;
- Acid fracturing with preliminary water shutoff;
- Acid fracturing with the application of acid-oil emulsions;
- Acid fracturing with the application of gelled acids (and self-diverting acid compositions);
- Hydraulic fracturing with the use of linear of almost linear gel;
- Hydraulic fracturing with the preliminary injection of proppant-sand mix intended for artificial locks creation (J-Frac technology);
- Proppant acid fracturing;
- Large-volume acid fracturing;
- Two-stage hydraulic fracturing (for azimuth fracture reorientation);
- Multi-stage hydraulic fracturing.

CTT: When did the Company start to apply multi-stage hydraulic fracturing technologies? Why have you started its application?

D.Z.: Belorusneft started to apply hydraulic fracturing technologies in 2014.

One of the main our tasks today is the involvement of hard-to-recover oil reserves into development. Such reserves are situated in low-permeability carbonate reservoirs, as well as in carbonate and terrigenous "half-reservoirs". The development of such reservoirs has been impossible up to the present moment due to the lack of effective technologies allowing for economically feasible oil production. It is multi-stage hydraulic fracturing that carved out this niche.

Also it should be noted that besides finding a solution to the geological challenges, we simultaneously were solving technical and technological tasks. We have acquired invaluable experience during fracturing operations and have studied all the operations' details, ranging from horizontal section drilling to the process of multi-stage fracturing design and execution. The above experience allowed us to open new competitive direction in the field of hydraulic fracturing services and to position our company on the service market as a company that is always ready to solve the most complicated tasks set by the customer.

CTT: How many multi-stage fracturing operation has your company performed so far?

D.Z.: In 2014–2015 we successfully performed multi-stage fracturing operations at five oilfields, including well #58 of Severo-Domanovichskoe oilfield (TAML level IV multi-lateral well, multi-stage fracturing in two laterals was performed), wells #310, #204 and #292

как компанию, готовую решать самые сложные задачи, поставленные заказчиком.

ВК: Сколько операций МГРП уже проведено?

Д.З.: В 2014–2015 годах успешно выполнены МГРП на пяти объектах: 58 Северо-Домановичского месторождения (МЗС IV уровня сложности по TAML, выполнено МГРП в 2-х стволах); № 310 Речицкого месторождения; № 204 Речицкого месторождения; № 61 Северо-Домановичского месторождения; № 292 Речицкого месторождения.

ВК: Какое оборудование для производства МГРП стоит на вооружении компании?

Д.З.: Для проведения МГРП мы применяли компоновки нескольких ведущих западных производителей (подписан договор о конфиденциальности). Изучали их особенности и недостатки, которые в будущем позволят нам качественно подходить к выбору более технологичной оснастки для проведения МГРП.

При оказании услуг в области различных технологий ГРП мы предлагаем заказчику следующие наши ресурсы: два современных флота ГРП; две полевые лаборатории с расширенным функциональным обеспечением; насосы высокого давления до 105 МПа; дублирующие системы химических реагентов; дублирующие системы расходомеров (турбинный и электромагнитный); парк горизонтальных и вертикальных емкостей-термосов, бункеров для проппанта; систему онлайн дистанционного мониторинга; ленточные проппантовозы; гидратационную установку; установку дозирования химреагентов; установку нагрева жидкости 5 МВт; собственные рецептуры гелевых композиций для широчайшего диапазона пластовых температур; программное обеспечение FracproPT; НКТ группы прочности Р-110; пакерно-якорное оборудование для проведения ГРП с перепадом давления 100 МПа.

ВК: В каких регионах, кроме Беларуси, компания оказывает и/или планирует оказывать услуги по МГРП?

Д.З.: Особенностью нашей компании является то, что мы готовы предложить заказчику полный сервис услуг строительства скважины любого уровня сложности, начиная от проектирования объекта и заканчивая его освоением, в том числе и с проведением МГРП.

За последние несколько лет мы оказывали услуги в области проведения различных технологий ГРП в РФ и Украине для следующих компаний: ООО «Лукойл-КМН» (Калининград), ООО «РН-Ставропольнефтегаз» (Ставрополь), ООО «РН-Краснодарнефтегаз» (Краснодар), ООО «Лукойл-Коми» (Республика Коми), ОАО «РИТЭК» (Самара и Волгоград), ОАО «Грознефтегаз» (Грозный), ООО «КУБ-Газ» (Украина).

Признание российским отделением

of Rechitskoe oilfield, as well as well #61 of Severo-Domanovichskoe oilfield.

CTT: What multi-stage hydraulic fracturing equipment is owned by your company?

D.Z.: To perform multi-stage fracturing, we have used the equipment of several major foreign manufacturers (we don't have a right to disclose their names). We have studied features and drawbacks of the above-mentioned fracturing equipment. This knowledge will give us the ability to choose the multi-stage fracturing equipment wisely.

Our customers who order hydraulic fracturing services can reckon on the following assets: two state-of-the-art hydraulic fracturing fleets; two field labs with the extended operations support; high-pressure pumps (up to 15,300 psi); redundant chemical agents systems; redundant flow-measuring systems (turbine and electromagnetic); the fleet of horizontal and vertical vacuum tanks and sand bins; the system for online remote monitoring; frac sand trucks; hydration unit; chemical dosing system; fluid heating system (5 MW); patented gelled compositions for the widest range of formation temperatures; FracproPT software; P-110 grade tubing strings; packer and anchor equipment suitable for hydraulic fracturing operations with pressure differentials up to 14,500 psi.

CTT: In what regions (except from Belarus) does your company render and/or plan to render multi-stage fracturing services?

D.Z.: One of the features of our company is that we are ready to offer full spectrum of well construction services to the customer, ranging from well design to well completion stages, including multi-stage fracturing as well.

In the recent years we have rendered hydraulic fracturing services in Russia and Ukraine for the following companies: Lukoil-KMN, LLC (Kaliningrad), RN-Stavropolneftegaz, LLC (Stavropol), RN-Krasnodarneftegas (Krasnodar), Lukoil-Komi, LLC (The Republic of Komi), RITEK, OJSC (Samara and Volgograd), Grozneftegas, OJSC (Grozny), and KUB-Gas, LLC (Ukraine).

The Intervention Technology Award in the category "Best company in the sphere of hydraulic fracturing operations in Russia and CIS countries" presented to RUP PO Belorusneft by the Russian Chapter of the Intervention and Coiled Tubing Association (ICoTA) in 2015 is the evidence of complete satisfaction of our customers with the quality of our operations.

We are currently taking part in a number of hydraulic fracturing services tenders and are setting work scope targets for 2016.

CTT: Could you please provide some details about the unique operation in well #58 of Severo-Domanovichskoe oilfield.

D.Z.: The main feature of this well was that we introduced the technology of multi-lateral drilling there. The constructed well was TAML Level IV (two cased horizontal wellbores with multi-stage fracturing

Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA) в 2015 году РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» лучшей компанией в области проведения ГРП в России и СНГ свидетельствует о полной удовлетворенности заказчиков качеством наших работ.

На данный момент мы участвуем в различных тендерах по предоставлению услуг области проведения ГРП и планируем объем работ на предстоящий период.

ВК: Расскажите, пожалуйста, об уникальных работах на скважине № 58 Северо-Домановичского месторождения.

Д.З.: Особенность этой скважины в том, что на данном объекте была успешно внедрена технология строительства разветвленной скважины IV уровня сложности по TAML (два обсаженных горизонтальных ствола с установленными компоновками МГРП в каждом). Данный объект введен в эксплуатацию и эксплуатируется с двух стволов одновременно с добычей безводной нефти, объем которой в три раза превышает добычу на соседних скважинах, построенных по стандартной технологии.

ВК: Ознакомьте наших читателей со схемами заканчивания ряда скважин Речицкого и Северо-Домановичского месторождений.

Д.З.: Схема проводки и заканчивания горизонтальных скважин с последующим проведением МГРП является стандартной для данной технологии. Мы применяли 4–5-портовые компоновки МГРП диаметром 114,3 мм, активируемые шарами.

Выполняли ГРП на каждом из портов как без остановок, на лету, так и с остановками после мини-ГРП в связи с неизученностью геологических характеристик некоторых пластов. Затем проводили фрезерование портов и седел муфт МГРП, в том числе с применением колтюбинговой установки МК-30Т с использованием системы направленного бурения (СНБ89-76М), запускали скважины в эксплуатацию.

По горизонтальной скважине № 61 Северо-Домановичского месторождения добыча составляет порядка 20 т/сут безводной нефти, что в два раза больше, чем на соседних скважинах, построенных по стандартной технологии. По скважинам № 310, № 204 и № 292 Речицкого месторождения получен промышленный приток нефти порядка 8 т/сут из нетрадиционных коллекторов (ранее данные отложения в РБ не разрабатывались).

ВК: В чем суть Вашего опыта применения технологии фрезерования шаров и седел муфт МГРП?

Д.З.: При фрезеровании шаров и седел муфт

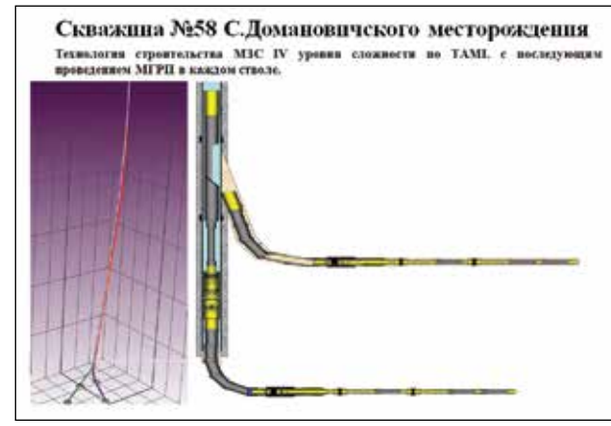


Рисунок 1 – Скважина № 58 Северо-Домановичского месторождения

Figure 1 – Well #58 of Severo-Domanovichskoe oilfield

assemblies installed in each of them). The well has been brought into production. Both wellbores are currently producing pure oil, the volume of which is three times higher than the oil production volumes in the offset wells constructed with the application of conventional technologies.

CTT: Could you please familiarize our readers with the completion designs of wells at Rechitskoe and Severo-Domanovichskoe oilfields.

D.Z.: Placement and completion designs of horizontal wells with subsequent multi-stage fracturing are standard. We used 4.5-in. multi-stage fracturing assemblies with a total of 4–5 ball-activated ports/sleeves.

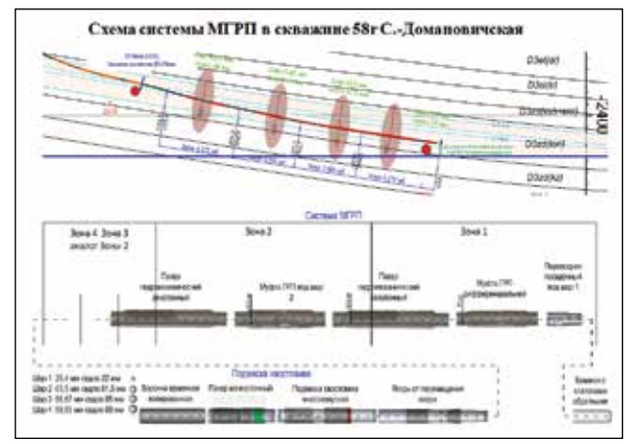


Рисунок 2 – Схема системы МГРП в скважине № 58г Северо-Домановичского месторождения

Figure 2 – Design of multi-stage fracturing assembly placed in the well #58 of Severo-Domanovichskoe oilfield

We performed fracturing on each port/sleeve both on-the-fly (with no stops) and with local stops that were associated with poor knowledge of formations' geological parameters. After that we performed milling of ports and saddles of multi-stage frac sleeves. Milling operations were executed, in particular, using MK-

МГРП мы применили три различных способа:

1. Фрезерование с грузоподъемного агрегата А60/80 компоновкой с фрезером торцовым вогнутым, ВЗД и бурильными трубами;
2. Фрезерование роторным способом с грузоподъемного агрегата А60/80 компоновкой с фрезером торцовым вогнутым и бурильными трубами;
3. Фрезерование с применением комплекса внутрискважинного и наземного оборудования СНБ89-76М, используемого в технологии колтюбингового бурения с депрессией на продуктивный пласт. Применяемые модули СНБ89-76М (разъединитель и модуль нагрузки) при фрезеровании муфт МГРП позволили выполнить работы с контролем режимно-технологических параметров фрезерования и забойного давления в режиме реального времени.

Предлагаю ознакомиться со сравнительной таблицей выбора способа фрезерования шаров и седел муфт МГРП (рис. 5).

ВК: Какие проблемы встретились Вам на пути проведения МГРП? Какие пути их решения Вы и Ваши коллеги нашли?

Д.З.: При внедрении технологии МГРП на наших месторождениях были решены следующие проблемы:

1. Негерметичность стингера при проведении работ на скважине № 58 Северо-Домановичского месторождения была ликвидирована путем изменения конструкции стингера – установкой защитного кожуха.
2. Деформация подгоночных патрубков НКТ при проведении МГРП на скважине № 58 Северо-Домановичского месторождения была предотвращена заказом стингера с анкерным устройством на следующие объекты.
3. Получение давления «СТОП» на 3-м порту в скважине № 204 Речицкого месторождения, связанного с соединением трещины с нижним интервалом, – были изучены направления полей напряжения в целевом интервале перед началом проектирования объекта.
4. Избыточная фильтрация жидкости разрыва и получение давления «СТОП» на скважине

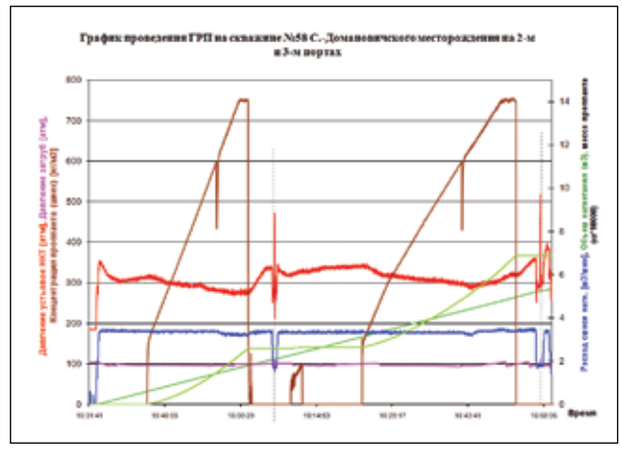


Рисунок 3 – График проведения ГРП на скважине № 58 Северо-Домановичского месторождения на 2-м и 3-м портах

Figure 3 – Hydraulic fracturing scheme at well #58 of Severo-Domanovichskoe oilfield (ports #2 and #3)

30T coiled tubing unit equipped with SNB89-76M directional drilling system. Then the well was put into production.

Рисунок 4 – Опыт применения технологии фрезерования шаров и седел муфт МГРП

Figure 4 – Application experience of balls and multi-stage frac sleeves milling technology

The pure oil production volume at well #61 of Severo-Domanovichskoe oilfield is currently around 20 tons/day. This is two times higher than oil production rates at offset wells constructed using conventional technology. Wells #310, #204 and #292 of Rechitskoe oilfield now produce 8 tons of unconventional oil per day (such deposits have been developed for the first time in Belarus).

CTT: What is the key point of your experience in balls and frac sleeves milling technology application?

D.Z.: During the process of balls/sleeves milling we used three different approaches:

1. Milling using A60/80 hoisting gear assembly equipped with a front concave mill, downhole drilling motor and drill pipes;

Применяемые модули СНБ89-76М (разъединитель и модуль нагрузки) при фрезеровании муфт МГРП позволили выполнить работы с контролем режимно-технологических параметров фрезерования и забойного давления в режиме реального времени.

Used modules of SNB89-76M (disconnector and load measuring module) allowed to perform multi-stage frac sleeves milling operations with online monitoring of bottomhole pressure and milling process parameters.

Оценка выбора способа фрезерования шаров и седел муфт МГРП

Критерии	Преимущества и недостатки способа фрезерования	
	Колтюбинг (МК-30Т)	Подъемный агрегат (А 60/80)
1. Фрезерование в режиме депрессии (равновесия)	V	–
2. Фрезерование в условиях АНПД с ГЖС без поглощения бурового раствора	V	–
3. Контроль и регулирование забойного давления (депрессия/репрессия) в процессе работ	V	–
4. Скорость выполнения СПО	V	–
5. Выполнение постоянной циркуляции в процессе фрезерования	V	–
6. Стоимость нормо-часа	–	V
7. Возможность вращения рабочей колонны	–	V

Рисунок 5 – Оценка выбора способа фрезерования шаров и седел муфт МГРП

Figure 5 – Estimation of balls and multi-stage frac sleeves milling technology selection

№ 310 Речицкого месторождения по причине возможной негерметичной посадки заколонного пакера между 3 и 4 портами (привело к утечкам жидкости разрыва по заколонному пространству в ранее созданную высокопроницаемую зону около третьего порта) либо соединение создаваемой трещины гидроразрыва четвертого порта с уже созданной трещиной третьего порта, что привело к утечкам жидкости разрыва по ранее созданной трещине гидроразрыва в удаленную зону пласта. Было предпринято изучение направления полей напряжения в целевом интервале перед началом проектирования объекта.

5. Сброс шаров в ручном режиме – прорабатывается вопрос закупки устройства для сброса шаров.

ВК: Каковы Ваши планы в области реализации технологии МГРП в ближайшей перспективе?

Д.З.: По результатам строительства разветвленной скважины № 58 Северо-Домановичского месторождения в настоящее время осуществляется строительство аналоговой разветвленной скважины № 59 Северо-Домановичского месторождения IV уровня по TAML с проведением МГРП в каждом из стволов.

До конца 2016 года мы собираемся построить пять горизонтальных скважин с проведением МГРП. Планируется внедрить на наших месторождениях компоновки МГРП с растворяющимися шарами, а также компоновки МГРП с возможностью многоразового открытия-закрытия портов в процессе эксплуатации скважин.

ВК: В 2014 году «Белоруснефть» была названа лучшей компанией по продвижению инноваций в России и СНГ по версии российского отделения ICoTA. Будет ли преувеличением отнести «Белоруснефть»,

2. Rotary milling using A60/80 hoisting gear assembly equipped with a front concave mill and drill pipes;
3. Milling using SNB89-76M complex of downhole and surface equipment intended for underbalanced coiled tubing drilling. Used modules of SNB89-76M (disconnector and load measuring module) allowed to perform multi-stage frac sleeves milling operations with online monitoring of bottomhole pressure and milling process parameters.

I suggest the readers to familiarize themselves with the comparison table of milling approaches selection (fig. 5).

CTT: What problems have you encountered during multi-stage fracturing operations? What solutions have you found?

D.Z.: When implementing multi-stage fracturing technology at the oilfields of Belarus, the following problems have been solved:

1. Stinger leakage at well #58 of Severo-Domanovichskoe oilfield has been eliminated by means of stinger design modification (protection cover installation).
2. Deformation of tubing casing swages during multi-stage fracturing at well #58 of Severo-Domanovichskoe oilfield has been prevented by means of purchasing a stinger with the anchoring system to be used at subsequent wells.
3. Occurrence of "STOP" pressure conditions at port #3 of well #204 of Rechitskoe oilfield stipulated by the connection of fracture with the lower interval. We have examined the stress fields' directions in the selected interval prior to the process of its fracturing.
4. Excessive filtration of fracturing fluid and occurrence of "STOP" pressure at well #310 of Rechitskoe oilfield due to the possible untight setting of casing packer between ports #3 and #4 (it caused the leakage of fracturing fluid via the annulus into the previously created high-permeability zone near port #3) or due to the connection of fracture under creation near port #4 with the existing fracture near port #3. The latter resulted in fracturing fluid leakage via the previously created fracture into the remote formation zone. We have examined the stress fields' directions in the selected interval prior to the process of its fracturing.
5. Manual ball dropping. We study the possibility of ball-dropping device purchase.

CTT: What are your future plans regarding the application of multi-stage fracturing technology?

D.Z.: Based on the construction results of well #58 of Severo-Domanovichskoe oilfield, we are currently performing the construction of well #59 of Severo-Domanovichskoe oilfield. The well will have TAML Level IV structure, and we plan to perform multi-stage fracturing in each of its laterals.

We intend to construct five horizontal wells with multi-stage fracturing completion by the end of 2016. We also plan to introduce multi-stage fracturing assemblies with dissolvable balls, as well as assemblies with the possibility of repeated opening-closing of ports/sleeves during wells operation.

оказывающую услуги в различных регионах, к числу международных сервисных компаний? Объективно ли Вы оцениваете свои возможности на фоне западных компаний?

Д.З.: В 2015 году в объединении «Белоруснефть» в очередной раз побывали с визитом представители ведущих нефтяных компаний стран СНГ с целью посмотреть, как производится формирование сети глубокопроникающих каналов фильтрации. Комплекс данных работ был осуществлен на очередной скважине силами УПНП и РС под патронажем института «БелНИПИнефть». Данная технология уже внедрена на наших месторождениях на 11 объектах. Потенциальные заказчики остались довольны демонстрацией процессов подготовки и проведения работ по формированию сети глубокопроникающих каналов фильтрации, а также высказали намерения подписания договоров на оказание «Белоруснефтью» сервисных услуг по данной технологии в ближайшем будущем.

Также специалисты Управления по повышению нефтеотдачи пластов и ремонту скважин (УПНП и РС) провели тестирование работоспособности нового специализированного оборудования российского производства – кабельного инжектора. Оно было приобретено для дальнейшего расширения перечня оказываемых сервисных услуг, в первую очередь в зарубежных проектах. Испытательные работы проводились совместно с представителями компании-изготовителя. Достигнут положительный результат. На данный момент реализован контракт на выполнение сервисных работ для компании ООО «ФракДжет-Волга» (Оренбург, Российская Федерация) по запасовке геофизического кабеля в ГНКТ с использованием кабельного инжектора.

ВК: Какая техника и оборудование используются Вашей компанией при работе флота ГНКТ?

Д.З.: РУП «ПО «Белоруснефть» использует современное колтюбинговое оборудование, изготовленное отечественным производителем – нашим партнером Группой ФИД. Выходя на рынок Нового Уренгоя, мы отметили, что на нашем вооружении стоит оборудование, идентичное тому, что и у наших прямых конкурентов с известным названием «Газпром». За пределами страны уже знают предлагаемый спектр освоенных нами технологий с применением ГНКТ, технику, которую используем, и, разумеется, качество выполненных работ. Также знают и ценят опыт, квалификацию, ответственность белорусского персонала.

CTT: In 2014 Belorusneft was named the "Best innovating company in Russia and CIS countries" by the Russian Chapter of the Intervention and Coiled Tubing Association. Since your company performs service operations in various regions, is it a stretch to say that Belorusneft is the international oilfield service company? Do you objectively estimate your capabilities against the foreign companies?

D.Z.: In 2015, Belorusneft was visited by the representatives of major oil and gas companies of CIS countries. The purpose of their visit was to examine the technology of deep penetration filtration channels creation. The complex of mentioned operations was performed by the EOR and Well Workover Department of Belorusneft under the patronage of BelNIPIneft institute. The above-mentioned technology has been already introduced at 11 wells of our oilfields. The potential customers remained pleased by the demonstration of preparation processes and execution of deep penetration filtration channels creation operations. They also expressed their intentions to sign contracts with Belorusneft for the rendering of services connected with the mentioned technology in the nearest future.

The specialists of EOR and Well Workover Department have also performed testing of a new cable injector of Russian manufacturer. This tool has been purchased for further extension of our services portfolio, primarily in foreign countries. Testing has been performed together with the representatives of company-manufacturer. We have obtained a positive result. We have signed an oilfield services contract with FracJetVolga, LLC (Orenburg, Russian Federation) for logging cable injection into coiled tubing string using the mentioned cable injector.

РУП «ПО «Белоруснефть» использует современное колтюбинговое оборудование, изготовленное отечественным производителем – нашим партнером Группой ФИД.

RUP PO Belorusneft uses state-of-the-art coiled tubing equipment manufactured by the domestic company and our partner, FID Group.

CTT: What equipment is used by your company during coiled tubing fleet operation?

D.Z.: RUP PO Belorusneft uses state-of-the-art coiled tubing equipment manufactured by the domestic company and our partner, FID Group. When entering the market of New Urengoy, we have noticed that our fleet was equipped identically to the fleets of our main competitors (Gazprom subsidiaries). Outside Belarus customers already know the spectrum of coiled tubing technologies mastered by our company, equipment that we use and, of course, the quality of our services. They know the experience background, qualification and commitment of our specialists as well.

VISURAY®

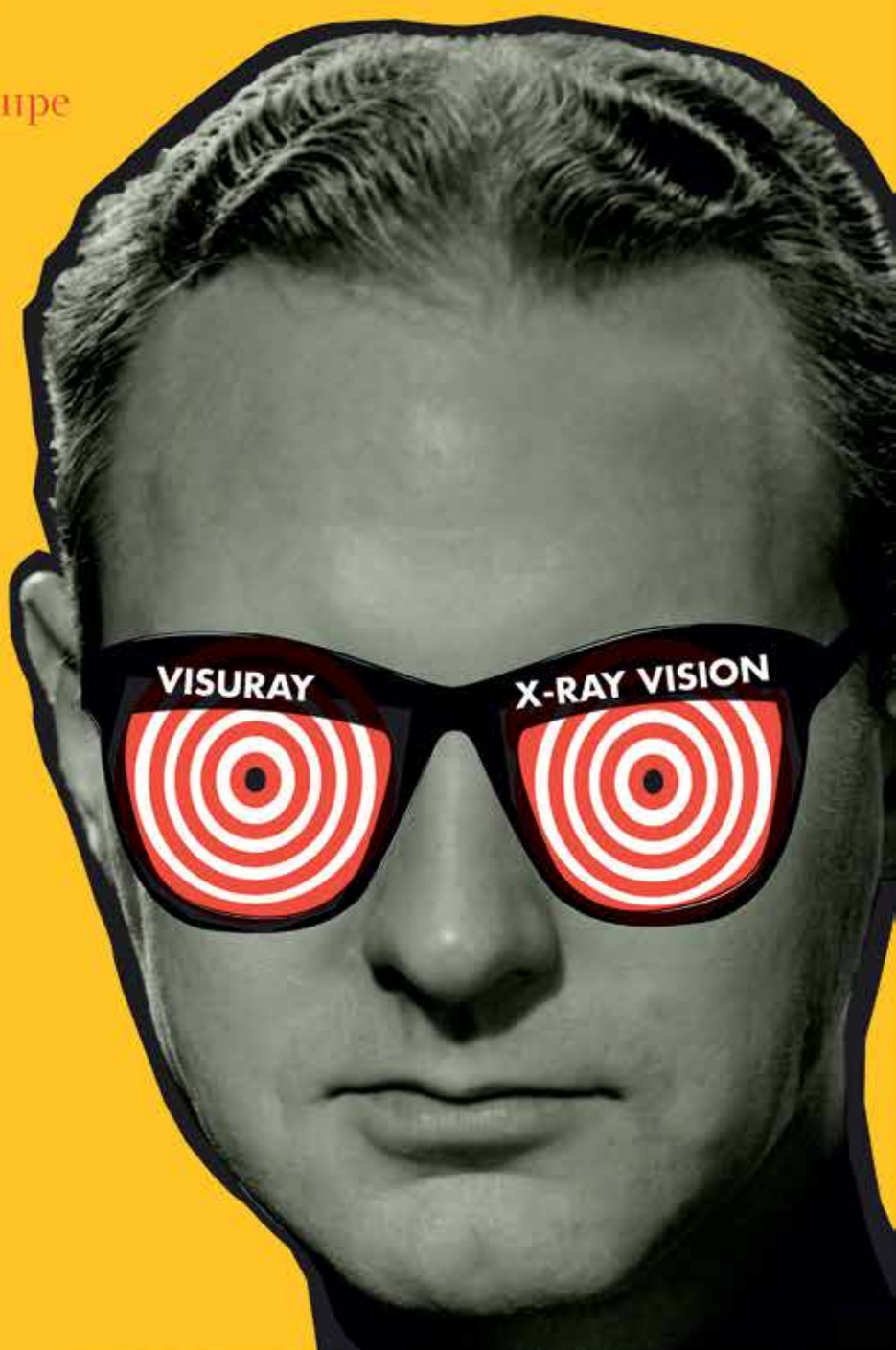
Увидеть невидимое

Мы дадим вам супервозможности, о которых вы всегда мечтали.

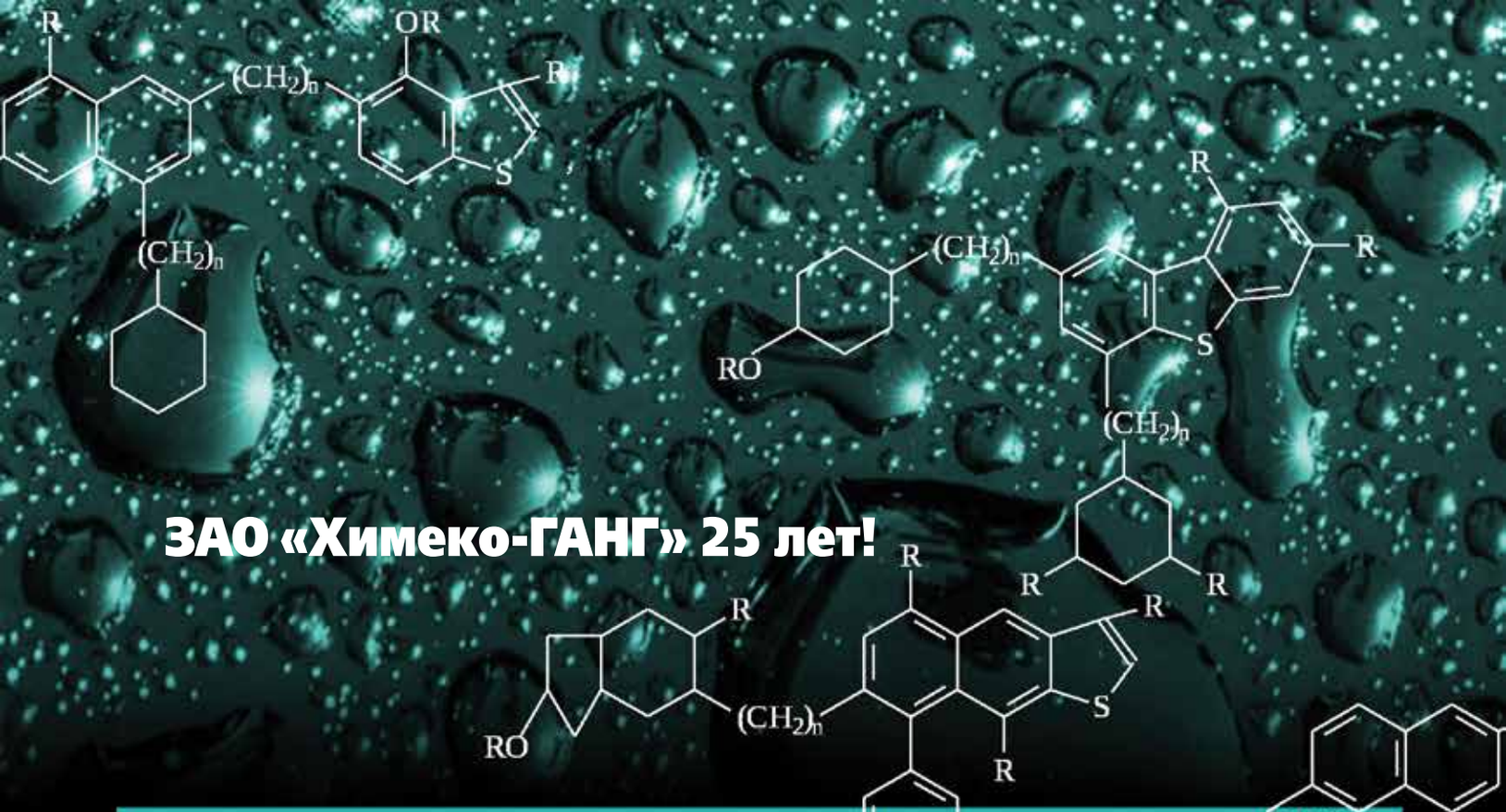
Представляем первый в мире сервис по скважинной рентгеноскопии.

Каротажный прибор VR90® компании Visuray использует технологию рентгеновского излучения для визуализации объектов в скважине в непрозрачных средах. Наши 2D и 3D изображения являются точными, измеряемыми и легко распознаются, что позволяет эффективно планировать внутрискважинные работы и сокращать затраты.
Мы освещаем проблему, вы ее устраняете. Более того, вы избегаете непроизводительных временных затрат и увеличиваете прибыльность.

Свяжитесь с нами и вы убедитесь в наших возможностях!



visuray.com



ЗАО «Химеко-ГАНГ» 25 лет!

Дорогие коллеги!

Тепло и сердечно поздравляем вас с серебряным юбилеем ЗАО «Химеко-ГАНГ» – флагмана российской промысловой химии!

Ваша компания является лидером в области разработки и производства реагентов для повышения нефтеотдачи пластов, ремонтно-изоляционных работ, работ по интенсификации добычи и увеличению приемистости.

Ваши специалисты – профессионалы высочайшего класса, неустанно выдвигающие перспективные идеи и добивающиеся их успешного внедрения в производственную практику.

Журнал «Время колтюбинга» высоко ценит активных членов своего авторского актива – сотрудников ЗАО «Химеко-ГАНГ», чьи публикации отличаются высокой концентрацией новых знаний и впечатляющих результатов. Пользуясь случаем, журнал выражает особую благодарность своему научному консультанту, профессору Л.А. Магадовой за неоценимую помощь в формировании редакционного портфеля и профильной секции ежегодной Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы».

В нынешние непростые времена именно на такие коллективы, как «Химеко-ГАНГ», надеется Россия в деле создания инновационных и импортозамещающих технологий. Успехов вам на этом непроторенном пути!

С 25-летием!

Мы желаем здоровья, благополучия, личного счастья, плодотворных творческих идей всему коллективу!
Успешного внедрения – всем разработкам!
Процветания «Химеко-ГАНГ»!

Редакция научно-практического журнала «Время колтюбинга»

Мы растим молодую смену, которая готова создавать и внедрять новые технологии
ЗАО «Химеко-ГАНГ» 25 лет!

We Are Training the Younger Generation Who Are Willing To Create and Introduce New Technologies
Chimeco-GANG CJSC is 25!

ЗАО «Химеко-ГАНГ» – один из лидеров производства промысловой химии, хорошо известный профессионалам как в России, так и за ее пределами. Репутация сильного, надежного производителя и поставщика промысловой химии, высокий профессионализм сотрудников, широкий спектр продуктов промысловой химии – эти понятия стали синонимами ЗАО «Химеко-ГАНГ».

ЗАО «Химеко-ГАНГ» создано сотрудниками Государственной академии нефти и газа имени И.М. Губкина (в настоящее время Российский государственный университет (НИУ) нефти и газа имени И.М. Губкина) и зарегистрировано 16 января 1991 года как научно-производственное внедренческое малое предприятие «Химеко». В 1994 году предприятие было преобразовано в закрытое акционерное общество «Химеко-ГАНГ», и в состав акционеров данного предприятия вошел РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина.

ЗАО «Химеко-ГАНГ» представляет собой компанию, которая обеспечивает полный цикл работ, касающихся нефтепромысловой химии: научные исследования по созданию химических реагентов, их производство, разработка технологий их применения, внедрение созданных химических реагентов, апробация технологий в промысловых условиях, анализ их применения, а также консультации по применению химреагентов и сопровождение данных работ.

За 25-летний опыт работы компания завоевала авторитет на рынке промысловой химии, воплотила в жизнь лучшие идеи в своих продуктах. На сегодняшний день в портфеле ЗАО «Химеко-ГАНГ» около 100 производимых продуктов, каждый год компания выполняет несколько проектов по повышению нефтеотдачи пластов, ремонтно-изоляционным работам, работам по интенсификации добычи и увеличению приемистости.

Chimeco-GANG CJSC is one of the leaders in the industry of field chemistry, which is renowned for its expertise both within and outside Russia. Chimeco-GANG CJSC enjoys the reputation of a competent and reliable supplier in the sphere of field chemistry with highly-qualified experts and a broad range of field chemistry products.

Chimeco-GANG CJSC was established by the representatives of Gubkin State Academy of Oil and Gas (currently, Gubkin Russian State University (National Research University) of Oil and Gas) and registered on 16 January 1991 as the research and innovation small company “Chimeco”. In 1994 it was reorganized into Chimeco-GANG Closed Joint-Stock Company, with Gubkin Russian State University of Oil and Gas becoming its shareholder.

Chimeco-GANG CJSC is a company which ensures the complete cycle of works in oil field chemistry: scientific research aimed at the creation of chemical agents, their production, the development of application technologies, the introduction of the reagents created, field testing of technologies, analysis of their application, consultations on using chemical agents, and support services.

Having worked for 25 years and having brought to life its best ideas, the company has a deserved reputation in the market of field chemistry. Today Chimeco-GANG CJSC has in its portfolio over 100 products; every year it performs a number of projects connected with oil recovery improvement, remedial cementing, production stimulation works and increase in well injection capacity.

СКР с ИВП в Беларуси
Acid fracturing with water zone isolation in Belarus

На вопросы журнала «Время колтюбинга. Время ГРП» отвечает Л.А. Магадова, д. т. н., профессор кафедры технологии химических веществ для нефтяной и газовой промышленности РГУ (НИУ) нефти и газа имени И.М. Губкина, директор научно-образовательного центра «Промысловая химия», технический директор ЗАО «Химеко-ГАНГ».

«Время колтюбинга»: Любовь Абдулаевна, ЗАО «Химеко-ГАНГ» 16 января 2016 года отпраздновало свой 25-летний юбилей. Какие вехи в истории компании Вам памятны особо?

Любовь Магадова: Мне особо памятны следующие события:

- Создание 16 января 1991 года научно-производственного внедренческого малого предприятия «Химеко», которое в 1994 году было преобразовано в закрытое акционерное общество «Химеко-ГАНГ», и в состав акционеров данного предприятия вошел РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина. Генеральным директором с момента основания предприятия и по сегодняшний день является Силин Михаил Александрович.
- Разработка и внедрение первых реагентов для добычи нефти с торговой маркой «Нефтенол» («Нефтенол НЗ», «Нефтенол ВВД» и др.) (1991–1995 годы);
- Приобретение заводских площадей, основание ЗАО «Петрохим» в Белгороде (2000 год), генеральный директор Малютин С.А.;
- Разработка российских гелеобразных жидкостей для ГРП, внедрение новых составов и технологий на месторождениях Западной Сибири, на Ромашкинском месторождении в Татарстане, в Республике Казахстан (1993–2000 годы). Получение за эту разработку премии Правительства РФ в области науки и техники за 2000 год;
- Организация технологического отдела для промышленного внедрения созданных технологий и выход на рынок сервисных услуг (2002 год). В становлении технологического отдела стояли молодые ученые, выпускники РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина (Елисеев Д.Ю., Заворотный А.В., Поборцев М.В.), которые и сейчас активно внедряют новые технологии ЗАО «Химеко-ГАНГ»;
- Создание линейки реагентов и технологий для добычи нефти и газа (интенсификация, ПНП, РИР, глушение, реагенты для добычи, подготовки и транспорта углеводородов) (2006 год);

The Coiled Tubing Times Journal is having its questions answered by L.A. Magadova, Doctor of Engineering Science, Professor of chemical technology for oil and gas industry at Gubkin Russian State University of Oil and Gas, Director of Research and Education Centre of Field Chemistry, Technical Director of Chimeco-GANG CJSC.

Coiled Tubing Times: Lyubov Abdulayevna, on 16 January 2016 Chimeco-GANG CJSC celebrated its 25-th anniversary. What do you think are the most remarkable milestones in its history?

Lyubov Magadova: The most memorable for me are the following events:

- The establishment on 16 January 1991 of the research and innovation small company "Chimeco" which in 1994 was reorganized into Chimeco-GANG CJSC, with Gubkin Russian State University of Oil and Gas becoming its shareholder. Mikhail Aleksandrovich Silin has been the General Director of the company since the very beginning.
- The development and introduction of the first oil field chemicals under Neftenol trademark (Neftenol NZ, Neftenol VVD, etc.) (1991-1995);
- The acquisition of factory premises and incorporation of Petrohim CJSC in the city of Belgorod (2000), with S.A. Malyutin appointed as its General Director;
- The development of the Russian gel-like liquids for hydraulic fracturing and the introduction of new compounds and technologies at the fields of Western Siberia and the Romashkinskoye field in Tatarstan, the Republic of Kazakhstan (1993–2000). The Russian Federation Government Award in science and technology for this innovation in 2000;
- Opening a production engineering office for the commercial introduction of the newly-developed technologies and marketing maintenance services (2002). The production engineering office expanded due to the efforts of the young scientists who graduated from Gubkin Russian State University of Oil and Gas (D.Yu. Yeliseev, A.V. Zavorotny, M.V. Pobortsev) and who are currently implementing the new technologies of Chimeco-GANG CJSC;
- The development of a line of chemical reagents and technologies for oil and gas production (stimulation, oil recovery improvement, remedial cementing, well killing, reagents for the production, treatment and transportation of hydrocarbons) (2006);
- Death of Rashid Saipuyevich Magadov, one of the founders of Chimeco-GANG CJSC, its Technical Director and inventive mind (2 November 2006);
- The incorporation of service companies (Small innovation enterprises of Gubkin University): Small Innovation Enterprise State Institution "Chimeco-Service" CJSC (2010), general Director V.A. Lebedev, and Small Innovation Enterprise State

В. Губанов проводит фильтрационный эксперимент
Gubanov V. conducting filtration experiment

В. Дьяченко исследует межфазное натяжение ПАВ
Dyachenko V. investigating surfactants interfacial tension

Лаборатория по исследованию проппантов
Proppant investigation laboratory

- Гибель одного из учредителей ЗАО «Химеко-ГАНГ», технического директора, генератора идей, Магадова Рашида Сайпуевича (2 ноября 2006 года);
- Создание сервисных компаний (малых инновационных предприятий Губкинского университета): ЗАО МИП ГУ «Химеко-Сервис» (2010 год), генеральный директор Лебедев В.А. и ЗАО МИП ГУ «Петрохим-Сервис» (2014 год), генеральный директор Лужецкий А.В., позволивших расширить рынок разработанных составов и стать двигателем для разработки новых реагентов и технологий для заказчиков – нефтяных компаний.

ВК: Какие научные и технологические достижения ЗАО «Химеко-ГАНГ» Вы бы отметили в первую очередь? Какие проекты Вы считаете своими главными победами?

Л.М.: Наши главные победы:

- Проекты в области интенсификации: ГРП и кислотное воздействие;
- Проекты в области ПНП: разработка и внедрение технологии ПНП с применением составов «SiXell», предназначенных для работы в низкопроницаемом коллекторе; полимер-полимерное воздействие; комплексные технологии ПНП; в настоящее время сотрудниками ЗАО «Химеко-ГАНГ» и РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина разработаны ПАВ для ASP-заводнения на основе отечественных продуктов нефтехимии. С 2002 года было заключено 38 договоров, обработано более 1700 нагнетательных скважин, дополнительно добыто более 2,5 млн тонн нефти;
- Проекты в области РИР: технологии на основе водного, безводного и эмульсионного тампонажных растворов с применением микроцемента;
- Технологии с использованием полисахаридной жидкости глушения «ПСЖГ» и эмульсионных жидкостей глушения «ИЭР», «Твердой пены» для глушения скважин, в том числе с аномально низким пластовым давлением.

ВК: ЗАО «Химеко-ГАНГ» являет собой яркий пример симбиоза науки и производства. В чем Вы видите секреты этого успеха?

Л.М.: Все это явилось возможным только потому, что компания находится на площадке РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, практически все сотрудники ЗАО «Химеко-ГАНГ» являются сотрудниками университета,

А. Козлов на закачке составов для ПНП
Kozlov A. performing injection of EOR compositions

В. Цыганков, заместитель технического директора ЗАО «Химеко-ГАНГ», на кислотном ГРП в «Лукойл-Пермь»
Tsygankov V., Deputy Technical Director, Chimeco-GANG CJSC, performing treatment, Lukoil-Perm

мы постоянно растим молодую смену, которая готова создавать и внедрять новые технологии.

ВК: В каких направлениях отечественной промысловой химии ЗАО «Химеко-ГАНГ» занимает лидирующие позиции?

Л.М.: Реагенты и технологии для интенсификации нефтегазодобычи.

ВК: Какие линейки продуктов ЗАО «Химеко-ГАНГ» предназначены для нефтегазосервисных компаний, специализирующихся на технологиях, которые освещает журнал «Время колтюбинга. Время ГРП»?

Л.М.: Для нефтегазосервисных компаний, специализирующихся на технологиях, которые освещает Ваш журнал, предназначены в первую очередь:

- Комплексы реагентов водной химии для ГРП «Химеко-В»;
- Линейка реагентов для ГРП на водной основе под маркой «РГУ НГ»;
- Комплексы реагентов для ГРП на углеводородной основе «Химеко-Н», «Химеко-Т»;
- Интенсифицирующие составы для кислотных обработок с применением колтюбинга: «ПАВ-кислотная композиция на основе сухокислоты «СК-ТК 4», «Нефтенола К» и ингибитора коррозии «ИКУ-118», интенсифицирующий состав «Химеко-Классик», интенсифицирующий состав для высокотемпературных терригенных и смешанных коллекторов «Химеко-ТК-2КМ» и многие другие.

ВК: Каковы основные конкурентные преимущества продуктов компании? Какова стратегия вывода химреагентов на рынок?

Л.М.: Продукты ЗАО «Химеко-ГАНГ» содержат большую научную составляющую, созданы и исследованы в современных лабораториях РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина высококвалифицированными сотрудниками, среди которых доктора и кандидаты наук, а также аспиранты университета.

Стратегия вывода химреагентов на рынок такова:

- разработка новых составов, технологий их применения;
- адаптация этих технологий в РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина или отраслевых институтах для конкретных месторождений и пластов;
- опытно-промышленные работы (ОПИ)

Institution “Petrochim-Service” CJSC (2014), general Director A.V. Luzhetsky, which made it possible to expand the market of compounds and support the development of new reagents and technologies for the customers among oil producers.

CTT: What scientific and technological achievements of Chimeko-GANG CJSC would you single out? What projects do you see as your key victories?

L.M.: Our key victories:

- Projects connected with well stimulation: hydraulic fracturing and acid treatment;
- Projects connected with oil recovery improvement: the development and introduction of technologies for oil recovery improvement with the application of SiXell compounds designed for low-permeability reservoirs; polymer-polymer treatment; integrated technologies for oil recovery improvement; the experts from Chimeco-GANG CJSC and Gubkin Russian State University of Oil and Gas has developed surfactants for ASP water-flooding influx based on domestic petrochemical products. Since 2002, we have signed 38 contracts, worked with over 1,700 injection wells, and had more than 2.5 million tons of oil production added;
- Projects connected with remedial cementing: technologies using water-based, anhydrous and emulsion cement slurry with micro cement;
- Technologies using polysaccharide well-killing fluids (PSZhG), emulsion well-killing fluids (IER) and Solid Foam fluids for killing wells, including wells with abnormal low reservoir pressure.

CTT: Chimeco-GANG is a bright illustration of symbiosis between science and industry. What is your formula for success?

L.M.: It was made possible because the company is working in conformity with Gubkin Russian State University of Oil and Gas and almost all our experts are the members of the University team; we never stop training the younger generation who are wiling to create and introduce new technologies.

CTT: What are the areas of the domestic field chemistry where Chimeko-GANG has proved to be the leader?

L.M.: Reagents and technologies for oil and gas production stimulation.

CTT: What product lines are offered by Chimeko-GANG CJSC for oil and gas service companies whose focus is on the technologies which are covered by the Coiled Tubing Times Journal?

L.M.: We offer the following products for the oil and gas service companies which apply the technologies promoted by your journal:

Продукты ЗАО «Химеко-ГАНГ» содержат большую научную составляющую, созданы и исследованы в современных лабораториях РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина высококвалифицированными сотрудниками, среди которых доктора и кандидаты наук, а также аспиранты университета.

The products of Chimeco-GANG CJSC reveal a significant scientific presence, they are created and examined at the modern laboratories of Gubkin Russian State University of Oil and Gas by its highly-qualified experts, including Doctors and Masters of sciences and post-graduate students .

на месторождениях;
- сопровождение проведения работ на промысле после ОПИ.

ВК: Как изменилась тактика предприятия в связи с падением цен на нефть и секторальными санкциями?

Л.М.: Разрабатываем технологии с использованием более дешевых композиций на основе отечественного сырья и компонентов.

ВК: ЗАО «Химеко-ГАНГ» стало примером успешного импортозамещения задолго до того, как этот термин сделался остроактуальным. Что, на Ваш взгляд, нужно для успешного импортозамещения?

Л.М.: Желание зарабатывать, используя собственные знания и возможности своей страны.

Для успешного импортозамещения нужно желание зарабатывать, используя собственные знания и возможности своей страны.

Efficient import substitution requires a desire to earn by relying on your own knowledge and the opportunities open in your country.

ВК: Ваши пожелания коллегам из ЗАО «Химеко-ГАНГ» по случаю серебряного юбилея компании.

Л.М.: Всем сотрудникам ЗАО «Химеко-ГАНГ» желаю крепкого здоровья, личного счастья и больших творческих и производственных успехов!

- Water-based reagent complexes “Chimeco-B” for hydraulic fracturing;
- Water-based reagent line for hydraulic fracturing under trademark “RGU NG”;
- Oil-based reagent complexes “Chimeco-H” and “Chimeco-T” for hydraulic fracturing;
- Stimulation fluids for acid treatment with the application of coiled tubing: “Surfactant and acids composite with dry acid SK-TK 4, Neftenol K and corrosion inhibitor IKU-118; stimulation fluid “Chimeco-Classic’; stimulation fluid for high-temperature, terrigenous and mixed reservoirs “Chimeco-TK-2KM”, just to name a few.

CTT: What are the basic competitive advantages of the company’s products? What about the marketing strategy for chemical agents?

L.M.: The products of Chimeco-GANG CJSC reveal a significant scientific presence, they are created and examined at the modern laboratories of Gubkin Russian State University of Oil and Gas by its highly-qualified experts, including Doctors and Masters of sciences and post-graduate students .

The marketing strategy for chemical agents is as follows:

- development of new compounds and their application technologies;
- adjustment of such technologies for specific fields and formations by the experts of Gubkin Russian State University of Oil and Gas or at the industry research centres;
- field trials;
- providing support for field works upon field trials.

CTT: How did the company change its strategies in view of the decrease in oil price and sectoral sanctions?

L.M.: When developing our technologies we use cheaper compounds based on domestic raw materials and components.

CTT: Chimeco-GANG CJSC was considered a vivid example of successful import substitution long before this term became the issue of the day. What do you think is required for efficient import substitution?

L.M.: A desire to earn by relying on your own knowledge and the opportunities open in your country.

CTT: What would you wish to your colleagues from Chimeco-GANG CJSC in connection with its 25th anniversary?

L.M.: I wish everybody good health, happiness, creative spirit and professional achievements!

Л.А. Магадова родилась в 1953 году. В 1975 году окончила Московский институт нефтехимической и газовой промышленности имени И.М. Губкина по специальности «технология основного органического и нефтехимического синтеза» и поступила на работу в Научно-исследовательский институт органических полупродуктов и красителей (НИОПиК). Ряд лет являлась старшим инженером на Долгопрудненском химическом заводе тонкого органического синтеза (ДХЗ ТОС). В течение 20 лет работала во Всесоюзном нефтегазовом институте (ВНИИнефть), а затем РМНТК «Нефтеотдача». Начала с должности младшего научного сотрудника в лаборатории вскрытия пласта, стала позднее заведующим сектором физико-химических исследований. Защитила кандидатскую диссертацию на тему «Совершенствование технологии гидравлического разрыва пласта на основе разработки рецептур термостабильных гелеобразующих жидкостей разрыва для низкопроницаемых терригенных коллекторов Западной Сибири» по специальности «разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений».

В 1999 году стала заместителем, а в 2006 году – техническим директором ЗАО «Химеко-ГАНГ». С 1999 года Любовь Абдулаевна работает в РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, с 2001 года – заместитель директора Института промысловой химии при РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, в настоящее время – директор научно-образовательного центра «Промысловая химия», с 2009 года – профессор кафедры технологии химических веществ для нефтяной и газовой промышленности.

Лауреат премии Правительства Российской Федерации в области науки и техники (2000 год).

В 2007 году защитила докторскую диссертацию на тему: «Разработка жидкостей разрыва на водной и углеводородной основах и технологий их применения для совершенствования процесса гидравлического разрыва пласта» по специальности «коллоидная химия и физико-химическая механика».

Автор более 250 научных работ, 65 патентов на изобретение. Область научных интересов – промысловая химия, реагенты и технологии для интенсификации добычи нефти, повышения нефтеотдачи пласта, глушения и ремонта скважин, подготовки нефти.

Л.А. Магадова участвовала в разработке и внедрении ряда реагентов для технологий повышения нефтеотдачи пласта и увеличения производительности скважин. Разработанные реагенты: жидкости для гидравлического разрыва пласта на углеводородной и водной основах, кислотные композиции для обработок терригенных и карбонатных коллекторов, водоизолирующие составы и жидкости глушения для ремонта скважин применяются в различных нефтегазодобывающих предприятиях как в России (Западная Сибирь, Татарстан, Коми, Оренбургская область, Ставропольский край, Краснодарский край и др.), так и в республиках СНГ (Казахстан, Беларусь, Украина, Туркменистан).

L.A. Magadova was born in 1953. In 1975, she graduated from Gubkin Moscow Institute of Petrochemical and Gas Industry with a degree in basic organic and petrochemical synthesis and was employed by the Research and Development Institute of Organic Colouring Agents and Intermediate Products (NIOPiK). For several years, she was the Senior Engineer at Dolgoprudnensk Chemical Plant of Fine Organic Synthesis (DHZ TOS). She worked for twenty years at the All-Union Oil and Gas Institute (VNIIneft), and then at the Russian Interbranch Scientific and Technical Complex "Oil Recovery". She started as a junior research assistant in the laboratory of well completion to become later the head of physical and chemical studies. She got her PhD degree presenting a thesis "On improving the technology of hydraulic fracturing by formulating temperature-stable gel-forming fracturing fluids for low-permeability terrigenous reservoirs in Western Siberia" under the category "Development and operation of oil and gas fields".

In 1999, she became the deputy Technical Director of Chimeko-GANG CJSC, and in 2006 she was appointed the company's Technical Director. Since 1999 Lyubov Abdulayevna has been working at Gubkin Russian State University of Oil and Gas; since 2001 she has been the deputy Director of the Institute of Field Chemistry under Gubkin Russian State University of Oil and Gas; she is currently the Director of the Research and Education Centre of Field Chemistry, and since 2009 she has been the Professor of chemical technology for oil and gas industry.

L.A. Magadova holds The Russian Federation Government Award in science and technology (2000).

In 2007, she became the Doctor of Sciences upon presenting a thesis "The development of water-based and oil-based fracturing fluids and their application technologies for improving the process of hydraulic fracturing" under the category "Colloid chemistry and physical and chemical mechanics".

L.A. Magadova is the author of over 250 research papers and 65 invention patents. Her research interests comprise field chemistry, reagents and technologies for oil well stimulation, oil recovery improvement, well killing, well workover and oil treatment.

L.A. Magadova has taken part in the development and introduction of a number of reagents for the technologies of oil recovery improvement and well stimulation. The reagents created include oil-based and water-based fracturing fluids, acid compounds for the treatment of terrigenous and carbonate reservoirs, waterproofing sealants, well-killing fluids for well workover, such reagents being used by a variety of oil and gas producers in Russia (Western Siberia, Tatarstan, Komi, Orenburg Region, Stavropol Territory, Krasnodar Territory, etc.) and other republics of the CIS (Kazakhstan, Belarus, Ukraine, Turkmenistan).

КЛЮЧЕВЫЕ ОТРАСЛЕВЫЕ СОБЫТИЯ ТЕПЕРЬ НА ОДНОЙ ПЛОЩАДКЕ

Russian Oil&Gas Industry Week

НАЦИОНАЛЬНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ

19-21 апреля 2016 г.
Москва, ЦВК «Экспоцентр»

www.oilandgasforum.ru

16-я Международная выставка

НЕФТЕГАЗ-2016

18-21 апреля 2016 г.
Москва, ЦВК «Экспоцентр»

www.neftegaz-expo.ru

12+

Реклама

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

РСПП

Российское Газовое Общество

СОЮЗ НЕФТЕГАЗОПРОМЫШЛЕННИКОВ РОССИИ

ЭКСПОЦЕНТР МОСКВА

Messe Düsseldorf

30-31 МАРТА 2016 г.

Ямало-Ненецкий автономный округ

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

Межрегиональная специализированная выставка

ГАЗ. НЕФТЬ. НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ – КРАЙНЕМУ СЕВЕРУ

Выставка пройдет в рамках Новоуренгойского газового форума

ВЫСТАВКА 2016 Газ. Нефть. Новые Технологии - Крайнему Северу

Организатор выставки:
Администрация г. Новый Уренгой

Оператор выставки:
SIBEXPO SERVICE

ООО "Выставочная компания Сибэкспосервис", г. Новосибирск
Тел.: (383) 335 63 50 – многоканальный,
e-mail: ses@avmail.ru, www.ses.net.ru

30 августа – 1 сентября 2016

КРАСНОЯРСК

Приглашаем к участию!

Крупнейшая за Уралом специализированная выставка

«Нефть. Газ. Химия»

- новейшее оборудование и технологии от ведущих компаний России и зарубежья
- деловая программа по актуальным вопросам геоотрасли и нефтегазовой промышленности

Организатор – ВК «Красноярская ярмарка»

Официальная поддержка:

МВДЦ «Сибирь», ул. Авиаторов, 19
тел.: +7 (391) 22-88-616
22-88-611 – круглосуточно
nedra@krasfair.ru
www.krasfair.ru

МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТА И ГРП

М.Г. РАГИМОВ, главный инженер ООО «Рок Инжиниринг Сервисез»

Технология ГРП прошла большой путь – от единичных операций до самого мощного инструмента увеличения продуктивности скважин и управления разработкой пласта. В настоящее время многие нефтяные месторождения своей разработкой обязаны методам гидроразрыва пласта. Например, в США, где технология ГРП применяется чрезвычайно широко, примерно 25–30% всех запасов стали промышленно доступными именно благодаря этой технологии. По оценкам экспертов, гидроразрыв способствовал увеличению извлекаемых запасов нефти в Северной Америке на 8 млрд баррелей. В отечественной практике метод ГРП начали применять с 1952 года. Пик применения метода был достигнут в 1959 году, после чего количество операций снизилось, а затем и вовсе прекратилось. С начала 1970-х и до конца 1980-х ГРП в отечественной нефтедобыче в промышленных масштабах не проводились, поскольку в связи с вводом в разработку крупных нефтяных месторождений Западной Сибири потребность в интенсификации добычи попросту отпала. Возрождение практики применения ГРП в России началось только в конце 1980-х.

Неоспоримо то, что после проведения ГРП дебит скважины, как правило, резко возрастает, иногда в несколько десятков раз. Метод позволяет «оживить» простаивающие скважины, на которых добыча нефти или газа традиционными способами уже невозможна или малорентабельна. Кроме того, в настоящее время метод ГРП применяется для разработки новых нефтяных пластов, извлечение нефти из которых традиционными способами нерентабельно ввиду низких получаемых дебитов. Также ГРП применяется для добычи сланцевого газа и газа уплотненных песчаников.

Дополнительным стимулом увеличения объемов ГРП во всем мире, в том числе и в России, является снижение цен на нефть, так как на сегодняшний день ГРП стал практически единственным способом увеличения добычи при наименьших затратах.

Можно с уверенностью сказать, что на сегодняшний день ГРП является неотъемлемой частью разработки месторождений, независимо от стадий и сроков промышленной эксплуатации, а теоретические основы данной технологии и сформировались как отдельная наука.

От редакции. *Мы предлагаем ознакомиться с содержательным материалом, представленным компанией «Рок Инжиниринг Сервисез» в не совсем привычной для журнальной публикации форме – в виде последовательной презентации слайдов. Поскольку слайдов около трех сотен, материалы будут публиковаться в течение года в четырех номерах журнала «Время колтюбинга. Время ГРП». Сегодня мы предлагаем вашему вниманию первую часть презентации.*

Авторы презентации: М.А. Сеидов, Э.Р. Султанов, М.Г. Рагимов, Ф.А. Асадов

1

Зачем нужны методы ПНП

- **Ускорение добычи повышает рентабельность разработки месторождений**
  - Снижает кап. затраты на добытый баррель флюида
  - Снижает эксплуатационные затраты на добытый баррель флюида
  - Помогает поддерживать пластовое давление
  - Повышает объем рентабельных запасов

2

Средства ПНП

- **Удаление причин ухудшения продуктивности**
  - Удаление повреждения, вызываемого бурением и заканчиванием скважин
    - Химическая обработка после заканчивания скважины
    - Бурение на депрессии
- **Интенсификация притока**
  - ГРП
  - Кислотный ГРП
- **Новые технологии**
  - Горизонтальные скважины
    - ГРП
    - Кислотная обработка
    - Кислотный ГРП
  - Многозабойные скважины
    - ГРП
    - Кислотная обработка
    - Кислотный ГРП
- **Управление неоднородностью пласта**

3

Уравнение потока флюида в пласте

$$p - p_{wf} = \frac{q\mu}{2\pi kh} \ln \frac{r}{r_w}$$

$$\Delta p_s = \frac{q\mu}{2\pi kh} s$$

$$p - p_{wf} = \frac{q\mu}{2\pi kh} (\ln \frac{r}{r_w} + s)$$

$$p - p_{wf} = \frac{q\mu}{2\pi kh} \ln(\frac{r}{r_w e^{-s}})$$

$$\frac{q}{p - p_{wf}} = \frac{2\pi kh}{\mu \left[\ln(\frac{r_e}{r_w}) + s \right]}$$

4

$$\ln\frac{r}{r_w}+s=\ln\frac{r}{r_w}+\ln e^{s}=$$

$$\ln\left[\frac{r}{r_w}e^{s}\right]=\ln\frac{r}{r_w e^{-s}}$$

$r_w e^{-s} = r_w'$ приведен. радиус скважины

$s>0 \quad r_w'<r_w$

$s<0 \quad r_w'>r_w$

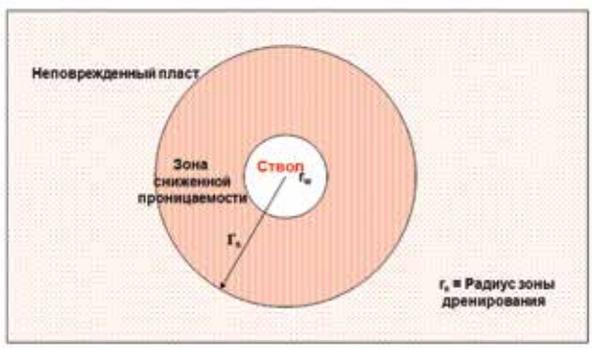
5

Определения и единицы

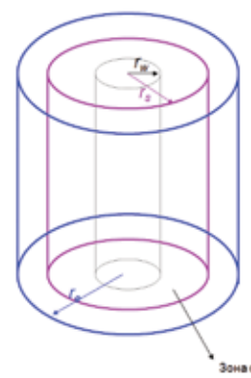
B = объем.коэф.нефти в пласте, RB / STB
h = мощность пласта, фт
k = проницаемость, мД
p = давление, psi
p_{wf} = забойн.динам.давление, psi
q = дебит, STB / D
r = радиус, фт
r_w = радиус скважины, фт
μ = вязкость, сП
s = скин фактор

6

Повреждение проницаемости в ПЗС



7



$$q=\frac{2\pi kh(P-P_{wf})}{\mu\ln\frac{r}{r_w}}$$

$$q=\frac{2\pi kh(P_s-P_{wf,ideal})}{\mu\ln\frac{r_s}{r_w}}$$

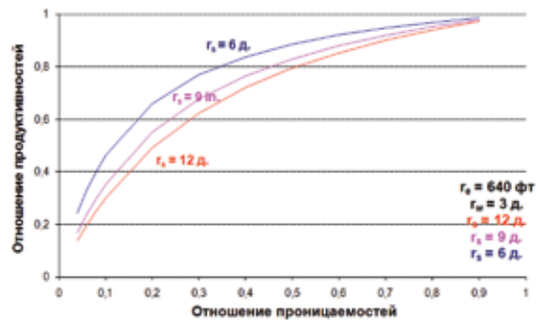
$$q=\frac{2\pi k_s h(P_s-P_{wf,real})}{\mu\ln\frac{r_s}{r_w}}$$

$$\Delta P_s=P_{wf,ideal}-P_{wf,real}=\frac{q\mu}{2\pi kh}s$$

$$s=(\frac{k}{k_s}-1)\ln\frac{r_s}{r_w}$$

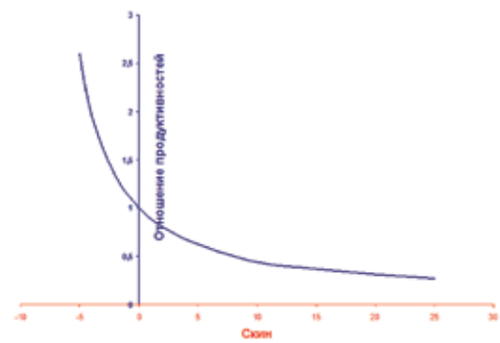
8

Влияние повреждения проницаемости на продуктивность скважины



9

Влияние повреждения на продуктивность скважины



10

Причины повреждения

- Проникновение фильтрата бурового р-ра и шлама
- Проникновение цементного камня или фильтрата цементного р-ра
- Проникновение шлама
- Повреждение в ходе перфорирования
- Эмульсии

11

Проницаем. мД	Диам. пор, микрон	Диам. закупор-щих частиц, микроны	
		Миним.	Максим.
100	10	1.4	3.3
250	15.8	2.2	5.2
500	22.4	3.2	7.4
750	27.4	3.9	9.1
1000	31.6	4.5	10.5
1500	38.7	5.5	12.9
2000	44.7	6.3	14.9

Если диаметр частиц меньше минимального, они могут свободно перемещаться в поровом пространстве

12

Повреждение в связи с проникновением фильтрата бурового р-ра

- **Повреждение проницаемости, вызванное проникновением б.р. в матрицу породы**
  - Этот вид повреждения можно существенно ограничить за счет правильного выбора бурового р-ра
  - Кислотная обработка небольшого объема после заканчивания скважины может ограничить воздействие повреждения
- **Повреждение проницаемости, вызванное разбуханием глин**
  - Этот вид повреждения можно существенно ограничить с помощью химических присадок

13

Повреждение в связи с проникновением в пласт цементного камня и фильтрата р-ра

- Цемент как правило проникает в пласт на небольшую глубину
  - Удаляется в ходе перфорирования или с помощью кислотной обработки скважины непосредственно перед пуском в эксплуатацию

Повреждение в ходе перфорирования

- Вызывается скоплением в перф. канале осколков заряда и породы (может быть довольно значительным)
  - Удаляется с помощью хим. обработки после перфорирования

14

Механика повреждения в ходе перфорирования

Bell et al. Perforating, SPE Monograph 16

15

Повреждение в ходе перфорирования

- **Вызывается проникновением флюида в перфорационные каналы**
  - Работать на депрессии, чтобы предотвратить проникновения флюида в пласт
    - Через НКТ
    - Спуск перфоратора на кабеле

Перфорирование на депрессии

- **Сразу после перфорирования в отверстия подается несколько галлонов р-ра (но не слишком много, чтобы осколки не скопились в области над перфоратором)**
- **Слишком высокая депрессия может привести к схлопыванию ствола скважины или прихвату пакеров**

16

Перфорирование с положительным дифференциальным давлением

- **Положительное дифференциальное давление создается с помощью находящихся под давлением сжимаемых газов, подаваемых вслед за небольшими объемами р-ра для заканчивания**
- **Области применения**
  - В пластах с очень низкой проницаемостью, где потока недостаточно для прочистки перфорационных отверстий
  - Где бурение на депрессии невозможно из-за особенностей с-мы заканчивания
  - По сути это интенсификация ПЗС небольшого объема
  - Иногда в ходе работ можно также использовать проппант
  - Проводится через НКТ
  - Минимальное давление 1.4 psi/фт фактической вертикальной глубины скважины

17

Гидропескоструйное перфорирование

- **Есть мнение, что гидропескоструйное перфорирование наносит меньше всего вреда пласту**
- **Гидропескоструйный метод позволяет прорезать щели по длине обсадной колонны, а не отверстия**
- **Этот метод тем сложнее применять, чем больше глубина**
- **Обычно вместе с р-ром подается песок, чтобы легче было разрезать обсадную колонну. Впоследствии этот песок необходимо вычищать**

18

Повреждение от раствора для заканчивания

- **Проникновение в проницаемую зону**
- **Проблемы совместимости между**
- **р-ром и пластом**
  - Обеих проблем легко избежать, а их последствия легко исправить
    - Перфорирование на депрессии
    - Химическая прочистка

19

Новые технологии для предотвращения повреждений, связанных с бурением

- **Бурение на депрессии**
  - Бурение в процессе эксплуатации
  - Плотность бурового р-ра ниже пластового давления
    - Может потребоваться использование пен, азота или воздуха

20

Преимущества бурения на депрессии

Добыча гораздо выше. Продуктивность может повыситься на порядок.
Скорость проходки гораздо выше.

Недостатки бурения на депрессии

Риск фонтана.
Нехватка квалифицированных бурильщиков.
Нехватка специализированного оборудования.
Более дорогостоящий метод.
Технология еще не до конца проработана.
Подходит в основном для вскрывания одного продуктивного интервала, ствол незакрепленный.

21

История кислотной обработки пласта

- Старейшая из технологий интенсификации притока
- Патент был выдан Герману Фрашу из компании Standard Oil Co. 17 марта, 1896*
  - Первая операция проведена компанией Dow Chemical в 1932*
  - Применено компанией Halliburton в ходе цементирования нефтяной скважины в 1935-м*
    - Обратите внимание на временной разрыв между разработкой технологии и ее коммерческим применением!

22

Химическая обработка породы с целью удаления повреждений

- **Кислотная обработка**
  - Карбонатные пласты
    - Кальцит $CaCO_3$
    - Доломит $CaMg(CO_3)_2$
    - Анкерит $Ca,(Mg, Fe)(CO_3)_2$
    - Сидерит $FeCO_3$
  - Песчаники

23

Типы кислот

- Минеральные кислоты
  - Соляная кислота (HCl)
  - Соляная/плавиковая кислота (HCl:HF)
- Органические кислоты
  - Уксусная кислота (CH_3COOH)
  - Муравьиная кислота (HCOOH)
  - Лимонная кислота ($C_6H_8O_7$)
  - Муравьиная-плавиковая (HCOOH:HF)
- Кислоты в порошке
  - Сульфаминовая кислота
  - Хлоруксусная кислота
    - Легче перевозить в виде порошка и смешивать на месте. Используется для работы в отдаленных районах.

24

Соляная кислота

- Самая часто используемая кислота
  - Преимущества
    - Экономичность
    - Доступность
    - Растворимость продуктов реакции

$$2HCl + CaCO_3 \Rightarrow CaCl_2 + H_2O + CO_2$$
$$4HCl + CaMg(CO_3)_2 \Rightarrow CaCl_2 + MgCl_2 + 2H_2O + 2CO_2$$

  - Недостатки
    - Высоко коррозионное вещ-во, особенно при высокой температуре

25

Соляная/плавиковая кислота

- Используется в основном в песчаниках (раствор 12/3 или 9/9)
- Вступает в реакцию с силикатами
  - Один галлон раствора HCl:HF в соотношении 12/3 растворит 0.217 фунтов песка
  - Продукт реакции с силикатами – кремнефтористоводородная кислота
    - Соли Na и K кремнефтористоводородной кислоты представляют собой высоконерастворимый студенистый осадок, который может повредить проницаемость пласта. Данные хим. вещ-ва следует удалять с помощью химической обработки до и после закачивания кислоты
  - Скорость реакции очень высока, что приводит к незначительному проникновению обработки в пласт
  - Реакция с карбонатами приводит к формированию осадка в виде фтористого кальция

26

Уксусная кислота ($2HCH_3CO_2$)

- Основным преимуществом является низкое коррозионное воздействие и высокая скорость впитывания при высоких температурах (до 400°F или 200°C)
- Используется в качестве р-ра для перфорирования
- Не повреждает хромированное покрытие и не вступает в реакцию с алюминием
- Может использоваться отдельно или в сочетании с HCl, HF, или муравьиной кислотой
- Реакция с карбонатами протекает медленно
- Слабее, чем HCl или муравьиная кислота
- Используется в концентрации 10-15%

$$2HCH_3CO_2 + CaCO_3 \Rightarrow Ca(CH_3CO_2)_2 + H_20 + CO_2$$

27

Муравьиная кислота (HCOOH)

- Меньшее коррозионное воздействие на сталь по сравнению с HCl
- Реакция с карбонатами протекает медленно
- Используется в концентрации до 9%
- 9%-я муравьиная кислота эквивалентна
- 7%-й HCl
- Впитывается при температуре до 350°F (175°C)
- Используется отдельно или в сочетании с HCl, HF или уксусной кислотой

$$2HCO_2H + CaCO_3 \Rightarrow Ca(HCO_2)_2 + H_2O + CO_2$$

28

Относительная растворяющая способность HCl, уксусной и муравьиной кислот

Тип кислоты	% по весу	Фнт растворен. известняка/гал	Фнт растворен. доломита/гал
HCl	5	0.59	0.55
Мурав.	5	0.45	0.43
Уксусная	5	0.36	0.33
HCl	10	1.20	1.10
Мурав.	10	0.93	0.86
Уксусная	10	0.70	0.65
HCl	15	1.84	1.70
Мурав.	15	1.42	1.29
Уксусная	15	1.08	0.98

29

Смеси кислот

- Уксусная/соляная
- Муравьиная/соляная
- Муравьиная/плавиковая
  - Используется в особых случаях

30

Кислота с замедлителями реакции

- Загущенные кислоты
- Кислота с химическими замедлителями реакции
- Эмульсии кислот
  - Используются, как правило, при кислотном ГРП, т.к. в этом случае кислота истощается очень быстро

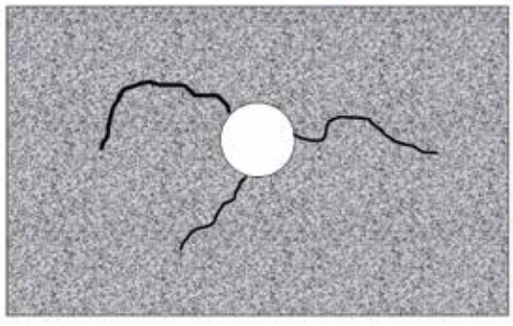
31

Типы обработки кислотой

- **Кислотная очистка трубных элементов (травление)**
  - Кислота прокачивается через трубные элементы
    - Очищает старые и новые трубы
  - Присадки: ингибиторы коррозии, контроль за взаимодействием с железом
- **Кислотная ванна (Soaking)**
  - Обеспечивается контакт кислоты с породой, но при этом не происходит нагнетания кислоты в пласт
    - Удаление солей, открытие перфорационных отверстий, растворение породы в призабойной зоне.
  - Присадки: ингибитор коррозии, контроль за взаимодействием с железом, предотвращение дальнейшего повреждения пласта
- **Разрыв пласта кислотой**
  - Кислота закачивается через перфорационные отверстия (под давлением)
    - Открытие всех перфорационных отверстий.
  - Присадка: ингибитор коррозии, предотвращение дальнейшего повреждения пласта, контроль за взаимодействием с железом, отклонители (закупоривающие агенты для селективной КО).
- **Структурная кислотная обработка**
  - Кислота закачивается в пласт при давлении ниже давления разрыва
    - Возможность пройти поврежденную зону (восстановить гидродинамическую связь с неповрежденным коллектором).
  - Присадки: ингибитор коррозии, контроль за взаимодействием с железом, предотвращение дальнейшего повреждения пласта.

32

Образование микроканалов Wormholing



33

Растворяющая способность кислот

- 15% HCl — 1840 фнт/1000 гал.
- 28% HCl — 3659 фнт/1000 гал.
- 10% Муравьиная — 920 фнт/1000 гал.
- 10% Уксусная — 740 фнт/1000 гал.

34

Кислотный ГРП

- Гидравлическая трещина, создаваемая путем закачки кислоты под давлением выше давления разрыва
- Проводимость трещины является результатом разъедания породы кислотой
- Метод эффективен в пластах, которые более чем на >80% растворимы в соляной кислоте при забойной температуре
- Эффективнее в пластах с более низкой проницаемостью, где меньше инфильтрация в пласт

35

Порядок операций при кислотном ГРП

- Промывочная жидкость, не кислота (подушка)
  - Создает трещину
  - Позволяет контролировать фильтрацию
  - Охлаждает пласт
- Кислота
- Продавочная жидкость, не кислота

36 Кислотный ГРП. Ширина трещины

- В широких трещинах на единицу площади поверхности трещины приходится больший объем кислоты. Поскольку у кислоты низкая вязкость, она не позволяет создавать широкие трещины, поэтому до кислоты в пласт закачивается «подушка» из вязкой жидкости. Вязкая подушка также снижает скорость инфильтрации кислоты, что позволяет увеличить рабочую длину трещины.

37 Рабочая длина трещины при кислотном ГРП

- Точка трещины, в которой прекращается эффективное действие кислоты
  - В связи с реакцией, протекающей между пластом и кислотой, она истощается по мере движения вдоль трещины. Дойдя до определенной точки, кислота не может больше растворять породу.

38 Кислотный ГРП. Проводимость трещин

- Зависит от того, насколько неравномерным было воздействие кислоты на стенки трещины. Если воздействие было равномерным, то после смыкания стенок по завершении операции пропускная способность трещины к потоку будет низкой
  - Неравномерность воздействия может быть вызвана естественными причинами (неоднородностью породы) или явл-ся результатом определенной последовательности действий и особенностей обработки
    - Языкообразование
    - Плотность
    - Сочетание факторов

39 Вязкостное языкообразование

- Происходит, когда кислота, обладающая низкой вязкостью, проталкивается в трещину через вязкую подушку
  - Языки приводят к неравномерности воздействия кислоты на стенки трещины

40 Влияние фильтрации

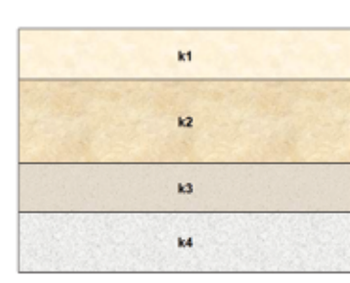
- Инфильтрация кислоты в стенки трещины приводит к образованию микроканалов. Низкая вязкость позволяет кислоте очень быстро проникать в пласт. Поэтому для того чтобы увеличить расстояние, на которое неистощенная кислота проникнет в пласт, процессы фильтрации кислоты следует регулировать с помощью присадок и некоторых приемов проведения обработки.

Влияние температуры

- Высокая температура увеличивает скорость протекания реакции между кислотой и пластом. Этот же фактор приводит к снижению в трещине эффективной вязкости подушки из вязкой жидкости.

- Более высокий расход позволяет увеличить рабочую длину трещины, поскольку сокращает период фильтрации. Он также позволяет сократить период контакта кислоты с трещиной, за счет чего кислота меньше нагревается.

41 Отклонение



Необходимо для оптимизации распределения хим. веществ между интервалами с различной проницаемостью
Если отклонение не используется, проникновение флюида в пласт зависит исключительно от проницаемости. Когда это нежелательно, необходимо регулировать вхождение флюидов в разл. интервалы и добиваться тем самым желаемого рез-та.

42

Химическое отклонение

- Суспензия твердых частиц в вязкой жидкости
  - Растворимые в нефти смолы
  - Хлопья бензойной кислоты
  - Карбонат кальция

Вязкое отклонение

- Загущенная жидкость
  - Высокая концентрация гелеобразующих веществ с отложенным сшиванием
  - Чаще всего используются, когда необходима защита нижнего интервала

Отклонение пеной

- В основном используется для кислотной обработки песчаников

43 Механическое отклонение

- Уплотняющий шарик
  - Попадает в скважину вместе с кислотой и закупоривает перфорационные отверстия, через которые кислота проходит
  - Относительно недорогой метод
- Нагнетательные пакеры
  - Более выборочное разобщение зон
  - Более дорогостоящее и требует больших временных затрат
  - Требует пристального внимания к реакции между кислотой и металлами, из которых сделаны забойные инструменты

44

Гидроразрыв пласта

- ГРП – это самый распространенный метод повышения продуктивности скважины
- В определенных карбонатных пластах ГРП проводят с применением кислоты
- В других карбонатах и в песчаниках используются трещины, закрепленные с помощью проппанта

45

История ГРП

- Во многих скважинах пласт рвали непреднамеренно, из-за слишком высокого давления в ходе бурения и др. операций. Примером такой ситуации может служить потеря циркуляции (уход бурового раствора) в процессе бурения.
- Первый ГРП, спроектированный для повышения продуктивности, был проведен на газовом м-р Хаготон, на скважине Kelpper Well 1 в графстве Грант, штат Канзас в июле 1947 года. Скважина добывала из 4 продуктивных зон на глубине от 2,340 до 2,580 фт. Забойное давление составляло 420 psi.
- В качестве жидкости разрыва использовался напалм на бензиновой основе, который закачивался плунжерным насосом.
- В каждом интервале разрыв осуществлялся с помощью 1000 гал. напалма. Далее следовала закачка 2,000 гал. бензина, содержащего катионоактивные деэмульгаторы в концентрации 1%. Разобщение четырех зон проводилось с помощью манжетных сдвоенных пакеров.
- С течением времени ГРП стал одним из основных методов повышения продуктивности и приемистости скважины, а также снижения пескопроявлений и др.
- Изначально ГРП рассматривался как инструмент интенсификации притока в низкопроницаемые пласты. Однако сегодня ГРП используется для повышения продуктивности любых пластов, даже с высокой проницаемостью.

46

История ГРП

- Вначале жидкости разрыва были на нефтяной основе, однако сегодня в подавляющем большинстве случаев используются жидкости разрыва на водной основе.
- Объем флюида, закачиваемого за одну обработку, уже превышает один миллион гал. Кол-во проппанта, используемого за одну обработку, превысило 3 млн. фунтов.
- Большинство обработок проводится с расходом от 10 до 50 bpm, однако расходы доходили и до 350 bpm.
- Успешный ГРП проводился на скважинах глубиной более 22,000'.

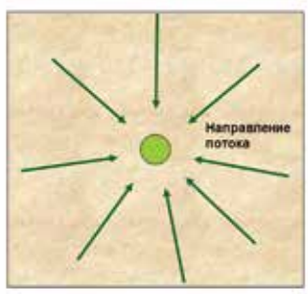
47

Зачем нужен ГРП?

- Повышение продуктивности скважины за счет перехода от радиального потока к линейному
- Возможности обойти повреждение в ПЗС
- Сокращение пескопроявлений
- Больший доступ к пласту из скважины

48

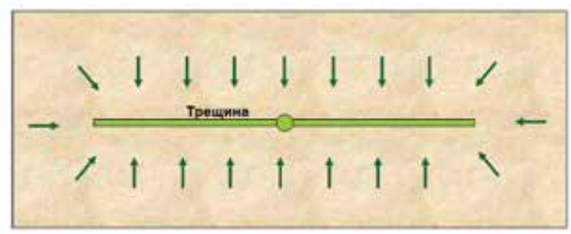
Радиальный поток



Радиальный поток неэффективен по своей природе!

49

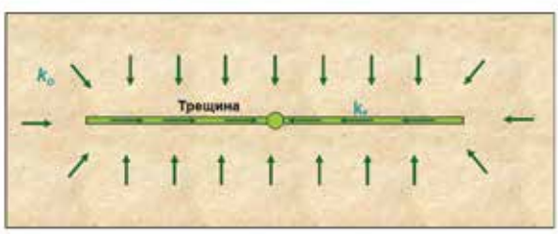
Влияние ГРП на режим потока



Если ГРП приводит к формированию правильной трещины, поток из радиального становится линейным

50

При каких условиях трещина меняет режим потока?



Когда проницаемость трещины (k_f) существенно превышает проницаемость пласта (k_o)
(в зависимости от длины трещины)

51

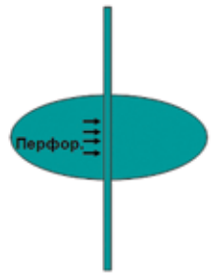
Распространение трещины:

(Перфорированный ствол)

52

Модель распространения трещины:

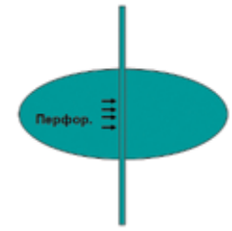
(Закачка подушки)



53

Модель распространения трещины:

(Закачка подушки)

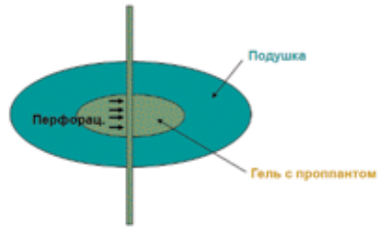


Подушка инициирует трещину
и подготавливает ее к поступлению расклинивающего агента – проппанта

54

Модель распространения трещины:

(Закачка жидкости + проппант)

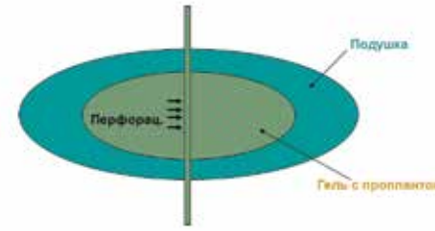


Начинать следует с низкой концентрации проппанта в геле

55

Модель распространения трещины:

(Закачка жидкости + проппант)



Концентрация проппанта повышается

56

Модель распространения трещины:

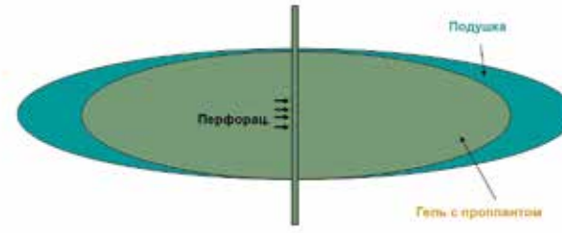
(Закачка жидкости + проппант)

Концентрация проппанта повышается

57

Модель распространения трещины:

(Закачка жидкости + проппант)

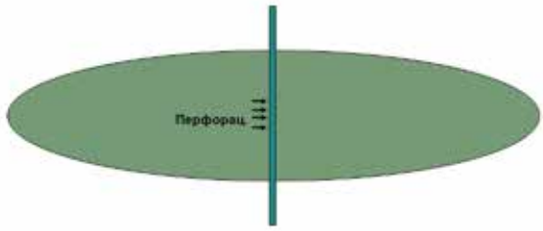


Концентрация проппанта повышается
Проппант приближается к концам трещины,
в то время как подушка фильтруется в пласт

58

Модель распространения трещины:

(Проппант вытесняется из ствола скважины)



Проппант задавливается в трещину чистой продавочной жидкостью

59

Определения

Длина трещины: x_f
Высота трещины: h_f
Ширина трещины: ω

60

Скважины - кандидаты для проведения ГРП

- Скважины с повреждением в ПЗС
- Пласты с низкой естественной проницаемостью
- Пласты, сложенные слабоконсолидированными песками
- Скважины с плохой гидравлической связностью с основной частью пласта (для большего проникновения скв. в пласт)
- Скважины со слабой приемистостью
- Неоднородные пласты, в которых межпластовые перетоки могут принести пользу

61

Обход повреждений в скважинах с положительным значением скина

- В сильно растворимых карбонатах используется соляная кислота
  - Кислотная обработка
  - Кислотный ГРП
- ГРП в некарбонатах
  - Проект трещины должен опираться на проницаемость пласта и местоположения ГНК и ВНК в плате

62

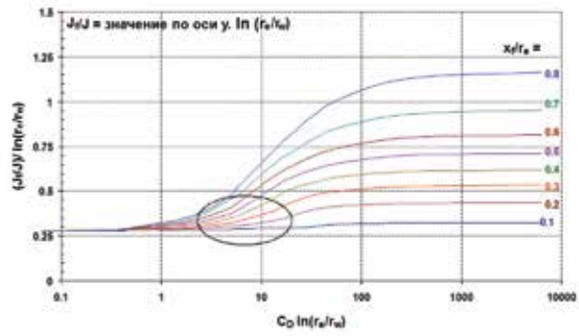
Безразмерная проводимость трещины

$$C_D = \frac{k_f \omega}{k_o X_f}$$

C_D = безразмерная проводимость трещины
k_f = проницаемость трещины
k_o = проницаемость пласта
X_f = полудлина трещины от ствола скважины до конца
z = ширина трещины

63

Кривые роста добычи для $h_f/h = 1.0$



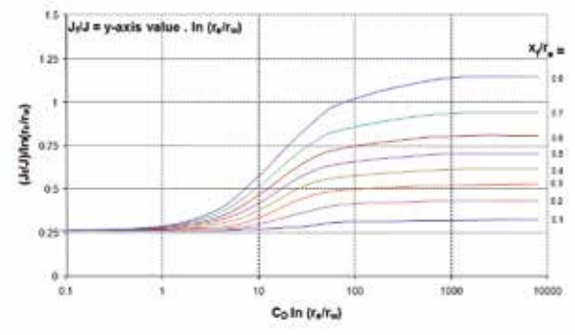
64

Расчет прироста добычи

Предположим:
r_e = 2640 фт r_w = 0.25 фт $\ln(r_e/r_w)=\ln(2640/0.25)=9.26$
Пласт k = 1.0 мД
По проекту ГРП: x_f = 1320 фт x_f/r_e = 1320/2640 = 0.5
По проекту ГРП: $k_f.\omega$ = 2000 мД.фт
$C_D = k_f.\omega /(k.x_f) = 2000/(1.x1320) = 1.5$
Значение по оси x = 1.5x9.26 = 13.9
См. значение по оси y = 0.53
J_f/J = 0.53x9.26 = 4.9 (во столько раз увеличится добыча)

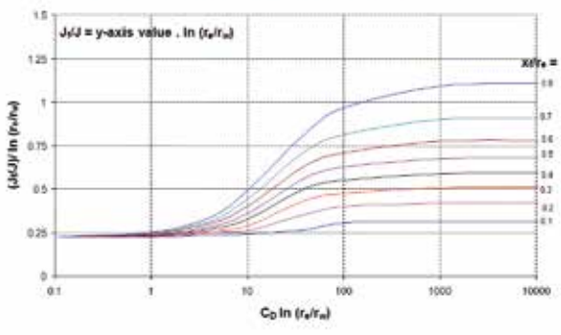
65

Кривые роста добычи для $h_f/h = 0.8$



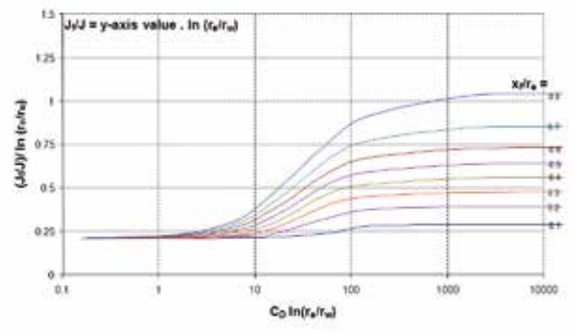
66

Кривые роста добычи для $h_f/h = 0.6$



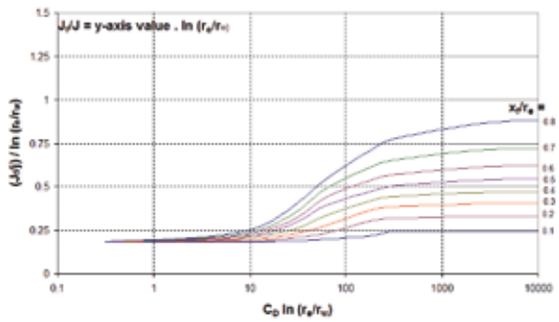
67

Кривые роста добычи для $h_f/h = 0.4$



68

Кривые роста добычи для $h_f/h = 0.2$



69

Оптимизация проекта ГРП

- **Направлена на то, чтобы рез-т ГРП оказался в верхней части кривой добычи**
  - увеличение кол-ва проппанта или
  - уменьшение длины трещины при том же кол-ве проппанта (объем флюида меньше, но выше концентрация проппанта)

70

Безразмерная проводимость трещины

$$C_D = \frac{k_f \omega}{k X_f}$$

k_f = проницаемость трещины

ω = ширина трещины

k = проницаемость пласта

X_f = длина закрепленной трещины

Желаемые значения: $10 > C_D > 1$

В пластах с низкой проницаемостью C_D может быть значительной даже при большой длине трещины. Т.е. большой объем флюида при низкой концентрации проппанта.

В пластах с высокой проницаемостью необходимы $k_f \omega$ и относительно небольшая длина. Т.е. высокая концентрация проппанта и меньший объем флюида.

71

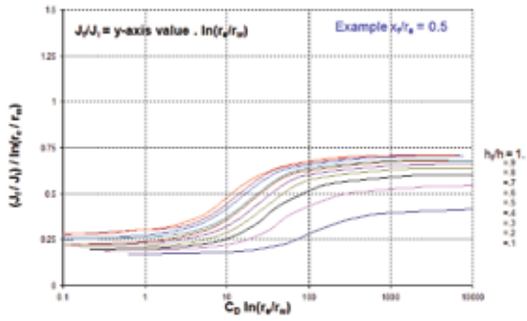
Другие факторы, влияющие на рост добычи

Высота закрепленной трещины, h_f.

- Трещина должна охватывать как можно большую часть мощности продуктивной толщи. Одной из целей проектирования ГРП может быть достижение макс. значения h_f/h путем правильного подбора жидкости разрыва. Флюиды высокой вязкости могут транспортировать проппант глубоко в трещину

72

Влияние высоты закрепленной трещины (h_f) на рост добычи



73

Влияние высоты закрепленной трещины (h_f) на рост добычи

Чем меньше закрепленная высота трещины, тем меньше влияние длины трещины. Поэтому одной из основных целей ГРП должен быть как можно больший охват мощности пласта закрепленной трещиной.

Продолжение (вторую часть) читайте в следующем номере «ВК» (№ 56).

НАША СПРАВКА

ООО «Рок Инжиниринг Сервисез» является 100%-й российской организацией и предоставляет высокотехнологичные решения в области строительства скважин, управления интегрированными проектами супервайзинга, инженерных услуг и геологической разведки. Регионы деятельности: Российская Федерация, Азербайджан, Грузия, Казахстан, Туркменистан, ОАЭ, США. Сотрудничество с лидерами нефтегазовой индустрии предоставляет возможность внедрения программы передачи западных технологий и накопленного опыта местным специалистам.

Генеральный директор: М.А. Сеидов

Глава правления KTIB-холдинг Э.Р. Султанов

Главный инженер: М.Г. Рагимов

WWW.KTIBHolding.com

Бактерии препятствуют добыче нефти и газа

Иной раз хочется сказать, что Создатель был не прав, когда изобретал так много всяческих существ, способных препятствовать деятельности своего «венца творения». В частности, загадочен его промысел по отношению к невидимым человеческому глазу одноклеточным, результаты бурной деятельности которых прекрасно знакомы всем практикующим специалистам нефтегазовой отрасли.

Вот, например, сульфатвосстанавливающие бактерии. Им по вкусу металлическое оборудование. Воздействие этих бактерий приводит к образованию зловещей серной кислоты, которая, словно голодный и ненасытный зверь, поедает коррозией железо и выводит из строя как саму скважину, так и оборудование.

Второй класс бактерий – тионовые. Эти, словно короеды, пожирают цементный камень и даже бетон, тем самым разрушая крепь скважины, а значит, открывая путь нежелательной влаге непосредственно в цементное кольцо за эксплуатационной колонной. Таким образом, происходит преждевременное обводнение скважины, а точнее, скважина затапливается, становится неуправляемой, выходит из строя действующих и пополняет число неработающих скважин на нефтяном промысле.

Вот к чему может привести игнорирование незаметных, невидимых невооруженным взглядом микроскопических существ!

Как же избавиться от этих крошечных врагов?

Очень просто: с помощью бактерицида, известного всему миру и каждой отдельной кухарке, – уксусной кислоты.

Каким же способом использовать эту кислоту в промысловых условиях?

Перед проведением технологического процесса нужно продезинфицировать скважину закачиванием в ее призабойную зону от 5 до 15 м^3 (в зависимости от интервала перфорации) уксусной кислоты заводской концентрации. Этого будет достаточно, чтобы подавить пагубное воздействие всех вредоносных бактерий.

Ю.А. Балакиров, д. т. н., профессор, академик Международной академии наук высшей школы зам. директора по науке и технике ООО «Юг-Нефтегаз»

Перед проведением технологического процесса нужно продезинфицировать скважину закачиванием в ее призабойную зону от 5 до 15 м^3 (в зависимости от интервала перфорации) уксусной кислоты заводской концентрации.

We go for it when others quit

Extensive experience, superior know-how and the courage to attempt something new have characterised the company since it was established. As a company, Toni Maurer has grown being a company with global operations, ranking among one of the largest and most respected companies in Europe in the areas of special vehicle manufacturing. This is to be attributed, above all, to extensive know-how and high quality. In order to continue to guarantee this quality, the company is also certified as a qualified re-construction partner in accordance with MAN quality guidelines.

Компания Toni Maurer, являющая официальным партнером немецкого производителя MAN Truck&Bus AG в части модификации заводских решений, представляет линейку специальных шасси для нефтегазового оборудования.

MAURER TONI

Toni Maurer GmbH & Co. KG

Phone: +49 8245 9694-58 E-Mail: info@toni-maurer.de Internet: www.toni-maurer.de

«УРАЛТРУБМАШ» ЗАПУСТИТ ВТОРУЮ ОЧЕРЕДЬ ПРОИЗВОДСТВА КОЛТЮБИНГА В КРАСНОТУРЬИНСКЕ

ПОТРЕБНОСТИ РОССИЙСКОГО РЫНКА КОЛТЮБИНГА

В последние годы рынок нефтегазового сервиса в России и мире демонстрировал устойчивый рост. Количество используемых колтюбинговых установок за последние десятилетия значительно возросло. Можно констатировать, что в среднем ежегодный прирост их числа в мировом масштабе составлял 5%. Растет количество установок на вооружении как нефтегазодобывающих, так и нефтесервисных компаний. При этом в России рост идет значительно быстрее, чем в среднем по миру. По данным на 2013 год, количество колтюбинговых установок в России составляло около 250, а в мире – 2002, для сравнения: в 2000 году в России было 30 установок, а в мире – 807. Параллельно с ростом числа использующихся колтюбинговых установок повышается спрос на гибкие насосно-компрессорные трубы (ГНКТ). По оценкам рынка длинномерных труб в России в 2015 году количество колтюбинговых установок в крупнейших российских компаниях составило 276 штук, потребление ГНКТ – около 3000 тонн, а сортамент используемой продукции варьировался от 25,4 до 44,5 мм.

В 2015 году количество колтюбинговых установок в крупнейших российских компаниях составило 276 штук, потребление ГНКТ – около 3000 тонн, а сортамент используемой продукции варьировался от 25,4 до 44,5 мм.

В настоящее время потребности рынка колтюбинга в России на 79% обеспечиваются производителями США, доля производителей из Китая оценивается в 6%, а доля единственного российского производителя данных труб – завода «Уралтрубмаш» («УТМ») – составляет 15%.

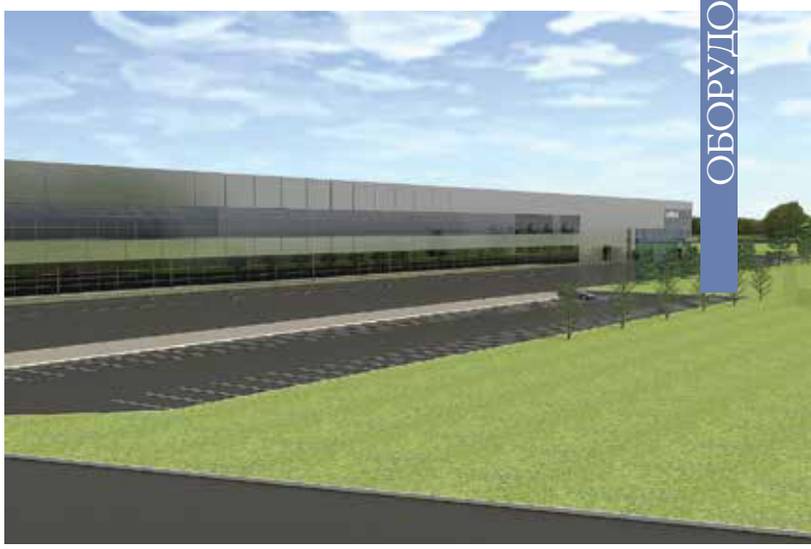
РАЗВИТИЕ ОТЕЧЕСТВЕННОГО ПРОИЗВОДСТВА ДЛИННОМЕРНЫХ ТРУБ

Гибкие насосно-компрессорные трубы, производимые «Уралтрубмаш», являются импортозамещающей продукцией и конкурируют с трубами американских и китайских производителей. Как крупные, так и независимые сервисные и добывающие компании заинтересованы в поставках труб исходя из логистики, сроков поставок, а также условий ценовых характеристик. Колебания валютного курса открывают значительные перспективы по завоеванию рынка для российских предприятий. В то же время в разрезе складывающихся международных отношений зависимость от поставок импортных труб для нефтегазовой отрасли предполагает большие экономические риски.

На современном этапе завод видит своими стратегическими целями обеспечение российского рынка колтюбинга требуемым объемом и сортаментом продукции; усиление влияния на отечественном рынке и выход на зарубежные; раскрытие перспектив импортозамещения, в том числе благодаря соответствию выпускаемой продукции импортным аналогам и повышению гарантийных обязательств.

Завод видит своими стратегическими целями обеспечение российского рынка колтюбинга требуемым объемом и сортаментом продукции; усиление влияния на отечественном рынке и выход на зарубежные; раскрытие перспектив импортозамещения, в том числе благодаря соответствию выпускаемой продукции импортным аналогам и повышению гарантийных обязательств.

Для достижения этих целей на территории городского округа Краснотурьинск в



Свердловской области уже запущен проект нового производства длинномерных труб, основанный на опыте действующего завода «УТМ». На данный момент проект находится на этапе планировки здания завода, выполнена проработка технологии, проведены маркетинговые исследования, выбраны поставщики оборудования, ведется подготовка выделенной площадки к строительству. Строительство завода начнется в 2016 году, а запуск производства и выпуск первой партии продукции состоятся в конце 2017 года. Мощность нового предприятия составит от 3000 тонн изделий в год с последующим увеличением производственных объемов, тогда как потенциал действующего завода «Уралтрубмаш» составляет около 500 тонн труб в год. Таким образом, планируется, что новое предприятие полностью обеспечит потребности российского рынка в колтюбинговой продукции. Завод будет поставлять длинномерные трубы как на российский, так и на международные рынки, постепенно наращивая экспортный потенциал. В то же время новое предприятие предоставит более 50 рабочих мест.

Мощность нового предприятия составит от 3000 т изделий в год с последующим увеличением производственных объемов.

ПРИМЕНЕНИЕ НАКОПЛЕННОГО ОПЫТА И ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ БАЗЫ В НОВОМ ПРОИЗВОДСТВЕ

Вторая очередь производства колтюбинга будет запущена с применением оборудования и технологий, проверенных опытным путем в работе действующего завода «Уралтрубмаш». Новое предприятие также будет оснащено современными станками и средствами контроля, обеспечивающими выпуск труб высокого качества.

«УТМ» изготовил первую гибкую насосно-компрессорную трубу в 1998 году, а в 2002 году был запущен специализированный комплекс по производству ГНКТ. В 2003 году была введена линия объемной термообработки тела трубы в линии стана, что позволило получать однородные свойства трубы непосредственно в процессе ее сварки и корректировать эти свойства в широком диапазоне, тем самым давая возможность существенно улучшить качество выпускаемых труб и увеличивать объем их производства.

В настоящее время на заводе действует собственная технология производства, современное отечественное оборудование. «Уралтрубмаш» выпускает такую импортозамещающую продукцию, как трубы для производства цилиндров штанговых глубинных насосов для нефтедобычи, стальные электросварные холоднотянутые трубы для корпусов погружных электродвигателей и насосов, а также колтюбинг диаметром 33,5 мм и 38,1 мм для ремонта нефтяных и газовых скважин. На предприятии отработана технология производства нержавеющих труб малого диаметра для приборостроения, медицинского оборудования, авиакосмической техники. В последние годы объемы производства этих труб возрастали ежегодно на 10%. В планах – расширение объемов производства за счет труб большего диаметра. Еще один импортозамещающий вид продукции –

прецизионные трубы для намотки тонких пленок и алюминиевой фольги. Проводимая реконструкция этого производственного направления позволит разгрузить основные агрегаты, связанные с несколькими технологиями.

Производство завода является модернизированным. Для улучшения свойств труб внедрена марка стали ASTMA606 тип 4 взамен стали марки S420MC. На поставку модифицированной стали A606 тип 4 заключен контракт с крупнейшим мировым производителем ARCELORMITTAL. Использование стали этой марки, по мнению специалистов самого предприятия и потребителей длинномерных труб, с которыми проводились переговоры и консультации, позволит выпускать колтюбинговую продукцию мирового уровня.

Качественная сталь A606 тип 4 применяется для особо ответственных изделий и может быть рекомендована для эксплуатации при низких температурах в условиях Сибири и Крайнего Севера. Марка отличается пониженным содержанием серы и фосфора, имеет более высокую пластичность и вязкость, чем сталь обычного качества с таким же содержанием углерода, содержание кремния повышает сопротивление разрыву и упругие свойства. Введение в состав марганца заметно повышает предел текучести стали и износостойкость труб. Применяемые для легирования алюминий, ванадий и молибден способствуют измельчению зерна, одновременно увеличивая прочность и вязкость, что снижает поток хладноломкости, ванадий улучшает свариваемость, препятствует

Новое предприятие полностью обеспечит потребности российского рынка в колтюбинговой продукции. Завод будет поставлять длинномерные трубы как на российский, так и на международные рынки, постепенно наращивая экспортный потенциал.

росту зерна в сварном шве. Дополнительно при модификации металла в состав введены никель и медь для повышения прочности, сопротивления развитию трещин и стойкости против воздушной коррозии.

В рамках развития стратегии импортозамещения совместно с Центральным научно-исследовательским институтом черной металлургии им. И.П. Бардина проводятся научно-исследовательские работы по созданию стали отечественной марки, которую планируется выпускать совместно с ПАО «Северсталь» и применять в новом производстве.

«Уралтрубмаш» активно занимается освоением новых типоразмеров труб диаметром до 60,3 мм включительно.

В партнерстве с потребителями длинномерных труб ведутся НИОКР, внедряются современные технологии для импортозамещения. На данный момент для нового производства проведено планирование необходимых мероприятий, которые позволят обеспечить выпуск труб, являющихся аналогом длинномерных труб, изготавливаемых в США. Приобретено оборудование, которое рассчитано на расширение номенклатуры изготавливаемых труб и увеличение скорости контроля.

Постоянная работа над повышением качества – одно из непременных условий конкурентоспособности продукции на международном рынке. Вопрос совершенствования качества уже выпускаемых труб является ключевым как для действующего, так и для планируемого к запуску предприятия. Система качества завода сертифицирована в соответствии с требованиями международного стандарта ИСО-9001 с 2001 года. Сертифицированная система управления охраной окружающей среды соответствует требованиям международного стандарта ИСО 14001.

ПЕРСПЕКТИВЫ РОССИЙСКОГО РЫНКА КОЛТЮБИНГА И ПРОИЗВОДСТВА

Тенденции развития рынка гибких насосно-компрессорных труб в России неразрывно связаны с перспективами российской нефтегазодобывающей отрасли. Можно предположить, что в ближайшие годы роль колтюбинговых технологий возрастет в связи с наибольшей реализацией производственного потенциала нефтегазовой отрасли, внедрением новых технологий, повышающих нефтеотдачу пластов и рентабельность низкодебитных скважин, вводом в эксплуатацию новых месторождений при увеличении объемов эксплуатационного бурения и сокращении фонда простаивающих скважин.

Стоит очертить области применения длинномерных труб. Продукция используется при строительстве трубопроводов, применяется в качестве быстродействующей колонны. Такие трубы используют в обслуживании объектов (разного рода канализационных и дренажных систем), во время добычи углеводородного сырья – в качестве привода глубинного штангового насоса (ШГН), применяют при ликвидации аварий (что может стать прорывом в технологиях тушения, особенно на торфяниках), в производстве гибких труб без внутреннего грата и гибких труб с защитой внутренней и/или наружной поверхности специальными методами. Одним из перспективных направлений дальнейшей работы является изготовление специального вида гибких насосно-компрессорных труб, применяемых для строительства трубопроводов.

Результаты переговоров с потенциальными потребителями колтюбинга показывают, что компании, традиционно применяющие длинномерные трубы для бурения и капитального ремонта скважин, на сегодняшний день идут по пути освоения новых технологий. Это во многом объясняет увеличение диаметров труб и их длин. Для ряда американских компаний уже сегодня стандартной трубой является ГНКТ диаметром 60,3 мм и длиной 6000 м. Это также можно считать тенденцией развития рынка колтюбинга. В настоящее время «Уралтрубмаш» активно занимается освоением новых типоразмеров труб диаметром до 60,3 мм включительно, и осваиваемые технологии будут применены в новой очереди производства.

В завершение важно подчеркнуть преимущества собственной технологии, которая уже используется на действующем предприятии и ляжет в основу следующей очереди производства: трубы свариваются и наматываются на барабан в заводских условиях; испытание на гидравлическое давление проводится также в заводских условиях; продукция обладает хорошей коррозионностойкостью; производство без сварных швов длиной до 4,5 километров; практически исключена необходимость проведения сварочных работ при монтаже трубопроводов; скорость укладки в десятки раз выше; производство является экологичным.

РЕСПОНДЕНТАМ БЫЛИ ПРЕДЛОЖЕНЫ СЛЕДУЮЩИЕ ВОПРОСЫ:

1. Профиль деятельности Вашей компании (нефтегазодобывающая, нефтегазосервисная, компания – производитель оборудования, научно-исследовательская структура, вуз).
2. О каких технологиях нефтегазового сервиса Вам хотелось бы прочесть в журнале «Время колтюбинга»?
3. В каком регионе (-ах) работает Ваша компания?
4. Какие современные технологии нефтегазового сервиса используются на Вашем предприятии?
5. Применяет ли Ваша компания колтюбинговые технологии? Если да, то какие колтюбинговые технологии наиболее востребованы в регионе (-ах) проведения работ Вашей компании?
6. Колтюбинговые установки каких производителей использует Ваша компания?
7. Какие уникальные работы Вам и Вашим коллегам удавалось проводить?
8. Применяет ли Ваша компания технологию ГРП? Если да, то какие виды ГРП эффективны на скважинах Вашего региона?
9. Оборудование для проведения ГРП каких производителей использует Ваша компания?
10. Какие технологии ПНП являются, по Вашему мнению, наиболее актуальными на сегодняшний день?
11. Как изменилась производственная тактика Вашей компании в условиях секторальных санкций и невысоких цен на нефть?
12. Какие сегменты российского нефтегазового сервиса могут столкнуться с самыми большими проблемами в связи с секторальными санкциями, принятыми западными странами?
13. Как изменились в современных условиях подходы нефтегазосервисных компаний к приобретению дорогостоящего оборудования?
14. Насколько успешна и перспективна, на Ваш взгляд, политика импортозамещения в сегменте высокотехнологичного нефтегазового сервиса?
15. Какие высокие технологии нефтегазового сервиса будут на пике востребованности в ближайшей (5–10 лет) перспективе?

THE FOLLOWING QUESTIONS WERE ASKED:

1. Business profile of your Company (oil and gas producing, oil and gas servicing, equipment manufacturing company, research and development company, university/institute).
2. About which oil and gas service technologies would you like to read in Coiled Tubing Times Journal?
3. In which region(s) does your Company operate?
4. Which up-to-date oilfield service technologies are used in your Company?
5. Does your Company use coiled tubing technologies? If the answer is yes, then which coiled tubing technologies are in demand within the area of your Company's activity?
6. Coiled tubing units of which manufacturers does your Company utilizes?
7. Were there any unique operations that you and your colleagues managed to perform?
8. Does your Company use hydraulic fracturing technology? If the answer is yes, which hydraulic fracturing types are effective in your region?
9. Hydraulic fracturing equipment of which manufacturers does your Company utilize?
10. In your opinion, which EOR technologies are of vital importance today?
11. Are there any changes in the operating tactics of your Company stipulated by the sectoral sanctions and low oil prices?
12. Which segments of the Russian oil and gas service may face the most serious problems due to the sectoral sanctions imposed by Western governments?
13. How do oil and gas service companies change their approaches of purchasing expensive equipment under current conditions?
14. How successful and promising can the import substitution policy be in the high-tech oil and gas service industry?
15. Which high-tech oilfield service technologies will be in demand in the near term (5–10 years)?

Андрущик Александр Валентинович, мастер по сложным работам, ООО «Пакер Сервис»

1. Нефтегазосервисная.
2. О проведении ГРП с применением ГНКТ и надувных пакеров.
3. ХМАО, ЯНАО, Республика Башкортостан, Красноярский край, Самарская область и т.д.
4. ГРП, ГНКТ, ГПП.
5. Да. Фрезерование муфт ГРП, проведение ГПП.
6. «ФИДМАШ».
7. Проведение ГПП с малогабаритным перфоратором диаметром 43 мм.
8. Да. Многостадийный ГРП.
9. –
10. Кислотные обработки ПЗП, проведение многостадийного ГРП.
11. –
12. Невозможность приобретения импортного оборудования и запасных запчастей.
13. Прорабатываются более экономичные и рентабельные подходы.
14. Прогноз оптимистичный: надеюсь, что российские компании справятся с поставленными задачами.
15. ГРП с применением ГНКТ.

Фадеев Максим Владимирович, заместитель начальника ЦТР, ООО «ТаграС-РемСервис»

1. Нефтегазосервисная, специализируется на проведении ГРП.
2. О МГРМ.
3. Республика Татарстан, Самарская область.
4. ГПП + ГРП.
5. ГПП + ГРП.
6. –
7. –
8. Да. Различные виды ГРП.
9. «ФИДМАШ».
10. ГРП.
11. Снизились закупки импорта.
12. –
13. –
14. Успешна, но требует развития НПО в Российской Федерации.
15. ГРП.

Спектор Анна Юрьевна, менеджер по развитию бизнеса нефтегазового сектора, «Праксэа Рус»

1. Компания – производитель технических газов.
2. О технологиях с использованием технических газов.
3. РФ: Юг, Центральный регион, Урал.

Alexander Andrushchik, Fishing Operator, Packer Service, LLC

1. Oil and gas service.
2. About hydraulic fracturing with coiled tubing and inflatable packers application.
3. Khanty-Mansiysk and Yamal-Nenets Autonomous Districts, The Republic of Bashkortostan, Krasnodar Krai, Samara Region, etc.
4. Hydraulic fracturing, coiled tubing, and jet perforation.
5. Yes. Milling of fracturing sleeves and hydraulic jet perforation.
6. NOV FIDMASH.
7. Performing of hydraulic jet perforation with the help of small-diameter (1.7-in.) perforator.
8. Yes. Multi-stage hydraulic fracturing.
9. –
10. Acid treatments of bottomhole formation zone and multi-stage hydraulic fracturing.
11. –
12. Now it's impossible for us to purchase foreign equipment and spare parts.
13. We are now developing more cost-effective and viable approaches.
14. My forecast is optimistic. I hope that Russian companies will be able to handle the assigned tasks.
15. Hydraulic fracturing with CT application.

Maksim Fadeev, Deputy Head of Technology Operations Production Unit, TagraS-RemService, LLC

1. Oil and gas service company that focus on hydraulic fracturing operations.
2. About multi-stage hydraulic fracturing.
3. The Republic of Tatarstan and Samara Region.
4. Hydraulic fracturing plus hydraulic jet perforation.
5. Hydraulic fracturing plus hydraulic jet perforation.
6. –
7. –
8. Yes. Various types of hydraulic fracturing operations.
9. NOV FIDMASH.
10. Hydraulic fracturing.
11. We have cut the purchases of foreign equipment.
12. –
13. –
14. It is successful, but requires the development of non-governmental organizations in Russian Federation.
15. Hydraulic fracturing.

Anna Spector, Business Development Manager, Oil and gas Sector, Praxair Rus

1. The company that manufactures industrial gases.
2. About technologies that require industrial gases application.
3. Russian Federation: South, Central Region and Ural.
4. Hydraulic fracturing technology with the

4. Технология ГРП с азотом, углекислым газом, с углекислым газом без добавления воды.
5. Нет.
6. –
7. –
8. Коллеги из США проводят ГРП без воды с CO_2 и получают самые эффективные результаты.
9. –
10. –
11. –
12. –
13. –
14. –
15. ГРП с азотом и углекислым газом.

Егоров Ярослав Олегович, заместитель начальника технологического отдела, ООО «ТаграС-РемСервис»

1. Нефтегазосервисная.
2. О ГПП.
3. Республика Татарстан, Оренбургская область, Самарская область.
4. ГПП + ГРП.
5. Да. Разбуривание заглушек фильтра-хвостовика на битумных скважинах, ОПЗ после ГИС на ГТ и т.д.
6. «ФИДМАШ».
7. –
8. –
9. «ФИДМАШ».
10. ГПП + ГРП.
11. Снижение закупок импорта.
12. –
13. –
14. –
15. Бурение на ГНКТ.

Стрыхарь Александр Филиппович, заместитель директора по технологии, ООО «НТЦ «ЗЭРС»

1. Научно-технический центр, нефтесервис.
2. О работах с ГНКТ, о МГРП.
3. Западная Сибирь, Республика Коми, Оренбургская, Самарская, Ульяновская области.
4. МГРП, интеллектуальное заканчивание.
5. Пока нет.
6. Не использует.
7. Двухступенчатое цементирование хвостовиков, подвески хвостовиков с вращением.
8. Сами не применяем.
9. Свое.
10. С извлекаемыми седлами, с растворимыми седлами, на гибкой трубе, с неограниченным количеством портов.
11. Увеличение производственных мощностей

application of nitrogen, carbon dioxide, and carbon dioxide in the absence of water.
5. No.
6. –
7. –
8. Our colleagues from the United States perform hydraulic fracturing with carbon dioxide in the absence of water and get very effective results.
9. –
10. –
11. –
12. –
13. –
14. –
15. Hydraulic fracturing with the application of nitrogen and carbon dioxide.

Yaroslav Egorov, Deputy Head of Process Department, TagraS-RemService, LLC

1. Oil and gas service.
2. About hydraulic jet perforation.
3. The Republic of Tatarstan, Orenburg Region, and Samara Region.
4. Hydraulic fracturing plus hydraulic jet perforation.
5. Yes. Milling of liner filter end caps in bituminous oil wells, bottomhole zone treatments after CT well logging, etc.
6. NOV FIDMASH.
7. –
8. –
9. NOV FIDMASH.
10. Hydraulic fracturing plus hydraulic jet perforation.
11. We have cut the purchases of foreign equipment.
12. –
13. –
14. –
15. CT drilling.

Alexander Struchar', Deputy Director, Technology, ZERS, LLC

1. Research and development center that specializes in oilfield service.
2. About CT operations and multi-stage hydraulic fracturing.
3. Western Siberia, the Republic of Komi, as well as Orenburg, Samara, and Ulyanovsk Regions.
4. Multi-stage fracturing and intelligent completion.
5. Not yet.
6. We don't use CT technologies.
7. Two-stage cementing of liners and liner hangers with rotation.
8. We don't use them ourselves.
9. We have our own equipment.
10. Hydraulic fracturing with the application of retrievable or dissolvable saddles, CT fracturing, unlimited ports/stages fracturing.
11. The companies that manufacture equipment have

предприятий – производителей оборудования.
12. Офшор, месторождения с сероводородом.
13. Не изменились.
14. Думаю, что в конечном итоге будет успешно.
15. МГРП.

Давлетшина Люция Фаритовна, доцент, РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина

1. Научно-исследовательская структура, вуз.
2. О технологиях ГНКТ и ГРП.
3. Центральный, Волго-Вятский регионы, Западная Сибирь и т.д.
4. Технологии ПНП, интенсификации притока, РИР.
5. Да.
6. –
7. Кислотные обработки с помощью ГТ.
8. –
9. –
10. ASP-заводнение.
11. Сокращается объем научных исследований для компаний.
12. Все.
13. –
14. –
15. ГРП.

Лактионов Павел Васильевич, заместитель директора, Группа ФИД

1. Производитель оборудования.
2. О ПНП, о бурении скважин с наклонным устьем.
3. Республика Беларусь, Российская Федерация.
4. –
5. –
6. «ФИДМАШ».
7. –
8. –
9. «ФИДМАШ».
10. Закачка потокоотклоняющих композиций.
11. Активизировали и интенсифицировали работу.
12. Шельф.
13. Сократилось финансирование.
14. Нужно переходить от слов к делу.
15. ГНКТ, ГРП, ПНП, бурение на ГНКТ.

Кузичев Борис Федорович, инженер по реализации сервисных услуг, Волго-Уральский филиал компании «Шлюмберже»

1. Нефтегазосервисная.
2. ГНКТ (новости, технологии, инструмент, жидкости, новинки оборудования, в том числе иностранного, например, производства Китая).

increased their production capacities.
12. Offshore fields and deposits with a high hydrogen sulphide content.
13. In my opinion, the approaches haven't changed.
14. I think that eventually it will be successful.
15. Multi-stage hydraulic fracturing.

Lucia Davletshina, Associate Professor, The I.M. Gubkin Russian State University of Oil and Gas

1. Scientific and research structure, university.
2. About coiled tubing technologies and hydraulic fracturing.
3. Central and Volga-Vyatka Regions, Western Siberia, etc.
4. EOR technologies, flow stimulation, and cement squeeze operations.
5. Yes.
6. –
7. CT acid treatments.
8. –
9. –
10. ASP-flooding.
11. The volumes of research developments are decreasing.
12. All of them.
13. –
14. –
15. Hydraulic fracturing.

Pavel Laktionov, Deputy Director, FID Group

1. Equipment manufacturing company.
2. About EOR technologies and drilling of wells with an inclined wellhead.
3. The Republic of Belarus and Russian Federation.
4. –
5. –
6. NOV FIDMASH.
7. –
8. –
9. NOV FIDMASH.
10. Injection of water diverting agents.
11. We have activated and intensified our operations.
12. Offshore segment.
13. The financing of purchases has been reduced.
14. There is a need to move beyond words to deeds.
15. Hydraulic fracturing, CT and EOR technologies, and CT drilling.

Boris Kuzichev, WI Technical Sales Engineer, RVU, Schlumberger

1. Oil and gas service.
2. About coiled tubing (news, technologies, tools, fluids, new equipment, including that of foreign manufacturers, e.g. Chinese).
3. Volga-Ural Region (my location). Schlumberger

3. Волго-Уральский регион (моя локация). Компания «Шлюмберже» работает практически во всех нефтегазодобывающих регионах мира.
4. Все виды современных технологий на ГНКТ.
5. Да. В Волго-Уральском регионе востребованы современные технологии матричных обработок на ГНКТ, технологии усовершенствованных промывок скважин.
6. «ФИДМАШ».
7. В регионе уникальных работ не проводилось. В целом в компании – множество.
8. Да. Стандартные ГРП с закреплением проппантной пачкой ForesRCP или цилиндрическим проппантом, HiWAY.
9. Различных производителей.
10. –
11. –
12. –
13. –
14. –
15. –

Кисенко Антон Андреевич, ведущий инженер ПТО, ООО «Пакер Сервис»

1. Нефтегазосервисная.
2. О проведении ГРП и ГПП с применением колтюбинговой установки.
3. ХМАО, ЯМАО, Республика Башкортостан, Краснодарский край, Самарская область.
4. ГНКТ, ГРП, ГПП, ГИС.
5. Да. Нормализация забоя, освоение скважин, ГИС, ГПП, фрезерование муфт многосекционных пакеров.
6. «ФИДМАШ».
7. Проведение ГИС без применения тракторов, проведение обработки пластов (коллекторов скважин) аэрированной кислотой.
8. Работы по ГРП проводились неоднократно. Регионы проведения – ХМАО, ЯМАО и др.
9. –
10. Проведение ПЗП.
11. Российские сервисные компании стали более конкурентоспособны. Мы оказываем услуги наравне с такими компаниями, как «Шлюмберже», КВС и т.д.
12. Поставка запасных частей на всю импортную технику.
13. Плавно переходим на импортозамещение.
14. Успешна на 90% всего российского рынка.
15. ГРП на ГНКТ, ГПП + ГРП.

Дорогие читатели! Ваше участие в опросе поможет журналу «Время колтюбинга» стать более интересным и полезным. Вырежьте, пожалуйста, анкету, заполните ее, отсканируйте и пришлите по адресу **cttimes@cttimes.org** *или* **halina.bulyka@cttimes.org**

is operating in almost all oil and gas producing regions of the globe.
4. All types of state-of-the-art CT technologies.
5. Yes. In Volga-Ural Region modern CT matrix acidizing and improved well cleanout technologies are in demand.
6. NOV FIDMASH.
7. There have been no unique operations in the Region so far. If we take the Company in general, there were hundreds of them.
8. Yes. Conventional fracturing with the application of ForesRCP proppant slugs or HiWAY cylinder proppant.
9. We use fracturing equipment of various manufacturers.
10. –
11. –
12. –
13. –
14. –
15. –

Anton Kisenko, Lead Production and Technical Department Engineer, Packer-Service, LLC

1. Oil and gas service.
2. About hydraulic fracturing plus jet perforation operations performed with the help of coiled tubing unit.
3. Khanty-Mansiysk and Yamal-Nenets Autonomous Districts, the Republic of Bashkortostan, Krasnodar Krai, and Samara Region.
4. Hydraulic fracturing, coiled tubing, jet perforation, and well logging operations.
5. Yes. Bottomhole cleaning and well stimulation operations, well logging, hydraulic jet perforation, and milling of multi-stage packer sleeves.
6. NOV FIDMASH.
7. Well logging operations performed without tractors, formation (reservoir) treatments with aerated acid.
8. We have performed hydraulic fracturing operations numerous times. Most of them – in Khanty-Mansiysk and Yamal-Nenets Autonomous Districts.
9. –
10. Bottomhole formation zone treatments.
11. Russian oilfield service companies have become more competitive. We provide services on the same basis as Schlumberger, EWS, etc.
12. Supplies of spare parts for all foreign equipment.
13. We segue to import substitution.
14. It is successful for 90% of the Russian market.
15. CT fracturing, hydraulic fracturing plus jet perforation.

Dear readers! Your feedback will help Coiled Tubing Times Journal to be more useful and interesting for you. Please, kindly fill in the questionnaire, cut it out, scan and send either to **cttimes@cttimes.org** *or* **halina.bulyka@cttimes.org**

Дорогие друзья!

Coiled tubing times
ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА
ВРЕМЯ ГРП

Журнал «Время колтюбинга» просит Вас ответить на несколько вопросов

1. Ф.И.О. _____
2. Компания/организация _____
3. Должность _____
4. Профиль деятельности компании (нефтегазодобывающая, нефтегазосервисная, компания – производитель оборудования, научно-исследовательская структура, вуз) (*Нужное подчеркнуть*) Другое _____

   _____
5. О каких технологиях нефтегазового сервиса Вам хотелось бы прочесть в журнале «Время колтюбинга»? _____

   _____

   _____
6. В каком регионе (-ах) работает Ваша компания? _____

   _____
7. Какие современные технологии нефтегазового сервиса используются на Вашем предприятии? _____

   _____
8. Применяет ли Ваша компания колтюбинговые технологии? Если да, то какие колтюбинговые технологии наиболее востребованы в регионе (-ах) проведения работ Вашей компании? _____

   _____

   _____
9. Колтюбинговые установки каких производителей использует Ваша компания? _____

   _____

   _____
10. Какие уникальные работы Вам и Вашим коллегам удавалось проводить?

    _____

    _____
11. Применяет ли Ваша компания технологию ГРП? Если да, то какие виды ГРП эффективны на скважинах Вашего региона? _____

    _____

    _____
12. Оборудование для проведения ГРП каких производителей использует Ваша компания?

    _____

    _____

13. Какие технологии ПНП являются, по Вашему мнению, наиболее актуальными на сегодняшний день? _____

_____

_____

14. Как изменилась производственная тактика Вашей компании в условиях секторальных санкций и невысоких цен на нефть? _____

_____

_____

_____

15. Какие сегменты российского нефтегазового сервиса столкнулись с самыми большими проблемами в связи с секторальными санкциями?

_____

_____

_____

16. Как изменились в современных условиях подходы нефтегазосервисных компаний к приобретению дорогостоящего оборудования?

_____

_____

_____

_____

17. Насколько успешна и перспективна, на Ваш взгляд, политика импортозамещения в сегменте высокотехнологичного нефтегазового сервиса?

_____

_____

_____

18. Какие высокие технологии нефтегазового сервиса будут на пике востребованности в ближайшей (5–10 лет) перспективе?

_____

_____

19. Хотели бы Вы получать еженедельную новостную рассылку с сайта **www.cttimes.org?** _____

_____

_____

20. Если Вы ответили положительно на предыдущий вопрос, то укажите, пожалуйста, свой электронный адрес _____

_____

Спасибо, что нашли время для ответа на наши вопросы!

РИТЭК и Weatherford впервые в России провели 16-интервальный гидроразрыв пласта за одну спуско-подъемную операцию

РИТЭК и Weatherford первыми в России успешно провели 16-интервальный гидроразрыв пласта (ГРП) с применением гибких насосно-компрессорных труб (ГНКТ). Операцию выполнили на одной из скважин месторождения имени Владимира Виноградова в Ханты-Мансийском автономном округе за один рейс общей продолжительностью 11 дней.

Перед компаниями стояла задача провести ГРП в интервале длиной 1424 м на глубине 2392 м. Расстояние между портами составляло примерно 80–90 м. При проведении 16-интервального ГРП были использованы инновационные технологии, которые позволили сократить сроки строительства и освоения скважины.

Для выполнения операции применили пакер ReelFracTM компании Weatherford, который активируется рабочей колонной ГНКТ, и механически управляемые муфты для многостадийного гидроразрыва пласта. Такое оборудование позволяет проводить за одну спуско-подъемную операцию практически неограниченное количество стадий ГРП по принципу «снизу вверх». После проведения ГРП на первой зоне пакер деактивируется с помощью автоматизированного механизма J-slot, а вся компоновка забойного оборудования перемещается до следующего порта, где происходит его открытие. Пакер активируется ниже вновь открытого порта для отсечения ранее обработанных интервалов.

Преимущество использованной технологии по сравнению с другими состоит в использовании механически управляемых муфт, которые позволяют выполнять отключение отдельных портов без применения тампонажных материалов. В дальнейшем эти порты можно открывать повторно. Оборудование также позволяет проводить и другие операции на отдельных интервалах, в том числе и повторные ГРП. Данное технологическое решение также позволяет снять ограничения по размерам наружного диаметра применяемых геофизических каротажных приборов, что упрощает проведение исследований и повышает их информативность.

RITEK and Weatherford Performed the First in Russia 16-Stage Hydraulic Fracturing in a Single Trip

RITEK and Weatherford International plc have successfully fractured a 16-stage well using coiled tubing for the first time in Russia. The operation, which took place in the at V. Vinogradov field in the Khanty-Mansi autonomous district, was completed in a single trip that lasted 11 days.

The companies sought to hydraulically fracture a 1,424-m section of a well at a total vertical depth of 2,392 m.

Each frac port was approximately 80 to 90 meters apart. The 16-stage hydraulic fracturing operation involved innovative technologies that helped to reduce well construction and completion time.

A compression-set, coiled-tubing-conveyed Weatherford ReelFracTM packer was used as well as mechanically controlled multistage frac sleeves. This equipment enables an unlimited number of stages to be stimulated from the bottom upwards in a single trip. After fracturing the first zone, the packer is released using an auto J-slot mechanism and the bottomhole assembly is moved to the next frac port, which is then opened. The packer is actuated below the newly opened port to isolate previously treated intervals.

Among the advantages of this technology is the use of mechanically controlled sleeves, which enables isolation of specific ports without plugging materials. These ports can be reopened later. The equipment also enables other operations to be performed in selected zones, including refracturing. The technology also eliminates restrictions to the outer diameter of logging tools, which facilitates well surveys and increases their informative value.

Baker Hughes представляет первую в индустрии полностью растворимую пробку для ГРП

Компания Baker Hughes объявила о выходе на коммерческий рынок новой пробки для ГРП SPECTRE™, первой в индустрии пробки, которая полностью растворяется в стволе скважины после проведения ГРП. Пробка даже устраняет необходимость в работах с привлечением гибкой трубы (ГТ), а также ускоряет процесс заканчивания и оставляет после себя свободный ствол скважины, что максимально увеличивает его проходное сечение и позволяет легко проводить последующие работы.

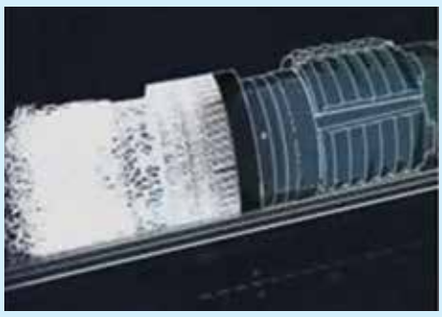
«Пробка SPECTRE появилась на свет только благодаря

Baker Hughes Introduces Industry's First Completely Disintegrating Frac Plug

Baker Hughes announced the commercial release of its SPECTRE™ frac plug, the first in the industry to completely disintegrate downhole after fracturing. The plug eliminates coiled tubing (CT) interventions, accelerates completion times and leaves behind an unobstructed production inside diameter (ID) for maximum flow area and easy future access.

"The SPECTRE plug was made possible only through the application of nanotechnology and the marriage of seemingly incompatible properties – high strength and

внедрению нанотехнологий и сочетанию, казалось бы, несовместимых свойств – высокой прочности и способности к быстрому химическому разложению, – отметил Джим Сешшонс, вице-президент по технологиям, заканчиванию и внутрискважинным работам компании Baker Hughes. – Эта отличительная комбинация свойств предоставляет беспрецедентную гибкость при проведении ГРП».



Как и традиционные пробки для ГРП, пробка SPECTRE позволяет гибко отделять стадии ГРП. Однако в отличие от традиционных, а также других растворимых пробок, вся пробка SPECTRE, включая корпус, якорный захват и уплотнительный элементы, разлагается полностью за определенное время под воздействием скважинного флюида. Полное растворение пробки гарантирует, что в стволе не останется осколков и стружки, что защищает инфраструктуру скважины и сохраняет ее целостность.

Инновационный дизайн пробки SPECTRE использует высокопрочный материал, представляющий собой наноконструкции, получаемые при помощи управляемого электролиза. Этот материал разработан компанией Baker Hughes. Основная часть корпуса пробки сделана из того же материала, который используется в растворимых шарах для ГРП IN-Tallic™, выпуск которых компанией Baker Hughes ознаменовал эру высокой эффективности многостадийных ГРП. Последние устраняют риски здоровью персонала и загрязнения окружающей среды, а также снижают временные и материальные затраты на проведение разбуривания шаров для ГРП.

Области применения и глубины установки пробок не ограничены доступностью и/или зоной досягаемости ГТ в горизонтальных скважинах, что позволяет добывающим компаниям получить доступ к большему количеству продуктивных зон в самых разных местах. Практически безграничная глубина установки пробки SPECTRE также дает возможность достигать большего вскрытия пласта в каждой скважине, что снижает затраты на наземную инфраструктуру и создает более экологически ответственный подход к строительству буровых.

Растворимая пробка для ГРП SPECTRE является новейшей разработкой компании Baker Hughes в рамках ее стратегии по увеличению эффективности скважин, оптимизации добычи и повышения конечной нефтеотдачи.

rapid degradability," said Jim Sessions, Vice President of Technology, Completions and Wellbore Intervention at Baker Hughes. "This distinctive combination delivers plug-and-perf efficiency and flexibility that no other plug currently provides."

As with a traditional frac plug, the SPECTRE plug enables flexible stage placement. But unlike traditional plugs and even other disappearing downhole plugs, however, the entire SPECTRE plug – including the plug body, anchoring grip and packing element – disintegrates fully at predictable rates when exposed to wellbore fluids. Complete disintegration ensures that no plug debris are left downhole, thereby protecting the well infrastructure from undissolved components, which can compromise wellbore integrity, restrict access and complicate operations such as future well rejuvenations.

The SPECTRE plug's innovative design leverages a high-strength, controlled electrolytic metallic (CEM) nanoconstructed material developed by Baker Hughes. Much of the plug body is formed from the same CEM material used in the company's IN-Tallic™ disintegrating frac balls, which inaugurated an era of higher efficiency for multistage hydraulic fracturing by eliminating the time, cost and health, safety, and environmental risks associated with milling out frac balls.

Development locations and plug setting depths are not constrained by the availability and/or finite horizontal reach of CT, allowing operators to access more feet of pay zone, in more locations. The SPECTRE plug's virtually unlimited treatment depths also enable operators to achieve more reservoir contact per wellbore to reduce surface infrastructure and costs, while creating a more environmentally responsible operating footprint.

The SPECTRE disintegrating frac plug is the latest example of Baker Hughes' strategy to improve well efficiency, optimize production and increase ultimate recovery.

«Татнефть»: новые технологии для повышения нефтеотдачи пластов

Для повышения нефтеотдачи пластов специалистами ТатНИПИнефть ПАО «Татнефть» разработана технология увеличения нефтеизвлечения путем комплексного воздействия на пласты с применением композиций на основе микродисперсных силикатных гелей.

Технология предназначена для месторождений поздней стадии разработки, представленных неоднородными по проницаемости коллекторами. Воздействие на пласт осуществляется композицией, состоящей из

New TATNEFT Technologies of the Enhanced Oil Recovery

PJSC TATNEFT's TatNIPIneft experts developed EOR technology using integrated formation stimulation by means of the compositions based on microdispersed silica gels.

The technology has been designed for the oil fields at the late stage of development, having heterogeneous permeability reservoirs. The reservoir stimulation is carried out using the composition made up of two stepwise slugs. Firstly, microdispersed silica gel is in-

двух последовательных оторочек. Первоначально закачивается микродисперсия силикатного геля (размер частиц силикатного геля составляет менее 5 мкм), полученная из водных растворов силиката натрия и соляной кислоты, которая обеспечивает блокирование водонасыщенных интервалов в глубинных зонах пласта. Затем проводится закачка композиции для увеличения нефтеизвлечения из менее проницаемых нефтенасыщенных пропластков.

Технология защищена патентом Российской Федерации № 2483202 (патентообладатель – ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина). Среди преимуществ технологии – использование недорогих доступных реагентов отечественного производства; высокая эффективность; возможность воздействия на глубинные зоны пласта микродисперсными композициями; использование воды любой минерализации; экологическая безопасность технологии для окружающей среды и человека.

На нефтяных месторождениях ПАО «Татнефть» в промышленных масштабах технология внедряется с 2014 года. Продолжительность технологической эффективности составляет 1,5–3 года.

На Международной специализированной выставке «Нефть, газ. Нефтехимия – 2015» технология удостоена Гран-при конкурса в номинации «Повышение нефтеотдачи пластов».

jected (silica gel particles size is less than 5 μM). Silica gel microdispersion is derived from the sodium silicate water solutions and HCl providing the blocking of water saturated intervals at the reservoir depth zones. Then the composition is injected to enhance oil recovery at the less permeable oil saturated interlayers.

The technology is covered by the Russian Federation patent No. 2483202 (the patent holder is PJSC TATNEFT n.a. V.D. Shashin).

The advantages of this technology include usage of inexpensive and easily available domestic chemicals; high efficiency; opportunity to stimulate reservoir depth zones by the microdispersed compositions; usage of the water with any level of mineralization; ecological safety for the environment and for the human.

PJSC TATNEFT has been introducing the technology in its oil fields on an industrial scale since 2014. The technical efficiency duration is equal to 1.5–3 years.

The technology was awarded the competition Grand Prix of the "Oil and Gas. Petrochemicals – 2015" international specialized exhibition in the "Enhanced Oil Recovery" nomination.

Ziebel отмечает сотую операцию с использованием системы Z-ROD®

Компания Ziebel выполнила сотую операцию с применением оптоволоконной системы распределенных измерений Z-Rod®.

Система Z-Rod состоит из карбонового стержня длиной 6500 м со встроенными оптоволоконными линиями, которые позволяют проводить как распределенное измерение температуры, так и распределенные акустические измерения вдоль всего ствола скважины.

Имея диаметр всего в 15 мм, стержень может спускаться в скважину посредством наземного оборудования, похожего на колтюбинг. Стержень также может проходить в горизонтальные стволы длиной до 1800 м. В отличие от традиционных каротажных инструментов, которые могут одновременно исследовать лишь несколько сантиметров скважины, распределенные измерения предоставляют полноценный профиль скважины, обновляемый несколько раз в секунду.

Сотая по счету операция была проведена для компании ConocoPhillips на территории США с целью определения профиля притока различных зон нетрадиционной скважины после ГРП.

«Поскольку компании, добывающие углеводороды из нетрадиционных скважин, стараются увеличить коэффициенты нефте-/газоотдачи и снизить скважинные затраты, данные, которые делают это возможным, становятся все более важны, – отметил Фрэнсис Нейль, главный исполнительный директор компании Ziebel.

Ziebel celebrates milestone with 100th Z-ROD® intervention

Ziebel has completed its 100th Z-Rod® distributed fiber optic sensing job.

The Z-Rod system consists of a 6500 m carbon fiber composite rod with embedded fiber optic lines that make it possible to deploy both distributed temperature and distributed acoustic sensing along the complete wellbore.

With a diameter of only 15 mm, the rod is injected into the well from coil tubing-like surface equipment and can travel up to 1,800 m along the horizontal section of a well. Unlike traditional logging tools that can only survey a few inches of the well at a time, sensing provides a complete wellbore profile that is captured several times per second.

The 100th job was performed for ConocoPhillips in the United States to determine the flow profile of zones within a fracked unconventional well.

"As operators of unconventional wells strive to improve recovery factors and reduce well costs, the data to enable this is becoming more critical," said Francis Neill, CEO of Ziebel. "Ziebel's ability to

– Способность компании Ziebel предоставлять подобные данные поддерживает высокий уровень активности компании. Наша сотая операция является важной вехой, которая отражает ценность тех данных, которые мы предоставляем клиентам».

Малый диаметр системы Z-Rod приводит к существенному уменьшению эффекта запирания, который можно наблюдать при использовании гибкой трубы. Это дает системе Z-Rod возможность определять, какие из зон перфорации, расположенные вдоль всей длины скважины, дают реальный вклад в добычу. Такая информация позволяет добывающим компаниям, работающим на нетрадиционных месторождениях, оптимизировать стратегии заканчивания последних.

Сто операций были проведены с использованием как наземных, так и морских установок в Норвегии, Дании, Омане, ОАЭ и США. Применение системы варьировалось от оценки притока в нетрадиционных скважинах до диагностики целостности, мониторинга схем закачки воды, оптимизации газлифтных операций и понимания взаимодействия и помех, имеющихся между несколькими скважинами.

deliver this data across the reservoir is driving our increased activity levels. Our 100th job is a milestone that reflects the repeat work and value that our data provides."

The Z-Rod's small diameter results in significantly reduced choking effects versus traditional coil tubing, enabling the Z-Rod to determine which perforated zones along the length of the wellbore are actually contributing to production. This information allows unconventional field operators to optimize their completion strategies.

The 100 jobs were carried out using both land and offshore units in Norway, Denmark, Oman, Abu Dhabi, and the United States. Applications ranged from the evaluation of flow in unconventional wells to well integrity diagnosis, monitoring water injection schemes, gas lift optimization, and understanding inter-well communication and interference.

«Газпром нефть» впервые провела 15-стадийный ГРП

«Газпромнефть-Хантос» ввел в эксплуатацию горизонтальную скважину, на которой впервые в группе компаний «Газпром нефть» произведен большеобъемный 15-стадийный гидроразрыв пласта (ГРП). Выполнить ГРП с таким количеством стадий удалось благодаря применению «бесшаровой» технологии заканчивания и стимуляции.

Многостадийный ГРП на скважине Южно-Приобского месторождения проведен в рамках работы с трудноизвлекаемыми запасами нефти. При глубине скважины 4,2 км длина горизонтального участка составила 760 м. Особенностью представленной компоновки горизонтального участка является то, что она позволяет выполнять работы по интенсификации притока в процессе всего периода эксплуатации скважины и снимает ограничения по количеству проводимых ГРП.

После освоения скважины ожидаемый эксплуатационный потенциал составит не менее 75 тонн нефти в сутки, что как минимум на 10% превышает показатели проведения гидроразрыва с меньшим количеством стадий. Внедрение инновации дает возможность не только увеличить дебит скважины, но и в перспективе приведет к увеличению доли разрабатываемых трудноизвлекаемых запасов.

«Использование современных технологий – безусловный приоритет в работе всех подразделений «Газпром нефти». В частности, в 2015 году мы ожидаем

Gazprom Neft Undertakes First Ever 15-stage Fracking Operation

The Gazprom Neft Group's first high-volume 15-stage fracked horizontal well has been brought into production by Gazpromneft Khantos: such high-level multi-stage fracking having been made possible through the use of non-ball-and-socket well completion and stimulation technology.

Multi-stage fracking operations at the Yuzhno-Priobskoye field well were undertaken as part of the company's activities in the development of hard-to-recover oil reserves. Running to a total well depth of 4.2 kilometres, horizontal drilling comprised 760 metres. The key feature of the configuration of the horizontal section of the well lies in its allowing well stimulation to continue throughout its entire operation, removing any limitations on the number of fracking operations that can be undertaken.

Once development is complete, the well's operational potential is expected to reach at least 75 tonnes of oil per day – exceeding comparable figures for lesser multi-stage fracking operations by at least 10 percent. The implementation of innovative technologies here not only makes possible greater well output, but will, in the longer term, also lead to a greater proportion of hard-to-recover reserves being brought into development.

Vadim Yakovlev, First Deputy CEO, Gazprom Neft, commented: "The use of cutting-edge technologies is an absolute priority throughout the entire Gazprom Neft Group. In 2015, in particular, we expect to see group-wide horizontal drilling volumes increasing by 12.5 percent, to 334 wells, with the number of high-technology wells completed with multistage hydraulic fracking increasing by more than 40 percent this year, to 238."

Sergey Doktor, CEO, Gazpromneft-Khantos, commented: "Gazpromneft-Khantos' strategy is envisages

увеличения объемов горизонтального бурения в дочерних организациях на 12,5% – до 334 скважин, в том числе количество высокотехнологичных скважин с завершенным многостадийным гидроразрывом пласта по итогам текущего года вырастет более чем на 40% – до 238 единиц», – отметил первый заместитель председателя правления «Газпром нефти» Вадим Яковлев.

Особенность новой технологии – прежде всего в способе изоляции портов ГРП (точек внутри скважины, где планируется провести ГРП) друг от друга. При использовании более традиционной «шаровой» технологии каждая новая зона ГРП отделяется от предыдущей композитным или металлическим шаром. Диаметр шаров возрастает от зоны к зоне и не позволяет провести более 10 операций гидроразрыва из-за конструктивных особенностей скважины. При проведении МГРП на Южно-Приобском месторождении в качестве изолятора использовались не шары, а специальный инструмент с многоразовой уплотняющейся «подушкой», которая разбухает и отделяет зоны, в которых ГРП уже проведен. После выполнения работ она возвращается к исходному размеру, и оборудование можно транспортировать к следующему месту для проведения ГРП внутри скважины (в то время как шары после завершения операций ГРП необходимо разрушать специально). В этом случае количество стадий ГРП ограничивается лишь протяженностью самой скважины и технико-экономическими расчетами. Кроме того, внедренная технология позволяет в отличие от «шаровой» проводить исследования внутри скважины и повторный ГРП, а также быстрее приступать к добыче после проведения всех операций.

increasing production, including by bringing hard-to-recover oil reserves into development, reducing operating costs, and promoting technological developments. Introducing innovative technologies throughout our facilities ensures the successful fulfilment of these objectives."

The key feature of this new technology, predominantly, lies in isolating the frac ports (the points inside the well from which fracking is expected to be undertaken) from each other. Under more traditional "ball-and-socket" technology, each new fracking zone is separated from the preceding one by a metal (or composite) ball. The diameter of these balls increases from zone to zone, with the result that the way these wells are constructed makes more than 10 fracking operations impossible. Multistage fracking at the Yuzhno-Priobskoye field did not involve using balls as isolators, but, rather, a special instrument with a multiuse compacted "cushion", which expands to isolate those areas in which fracking has been completed. Once work has been completed this deflates to its normal size and can be transported to the next area of the well from which fracking is to take place – in contrast to the more traditional balls, which have to be destroyed once fracking is completed. In which circumstances, the number of fracking operations is limited only by the extent of the well itself, and by technical and economic considerations. In addition to which, and, again, in contrast to more traditional technologies, this method allows research to be undertaken from within the well, as well as allowing repeated fracking and the quick commencement of production once all fracking operations have been completed.

Weatherford: мировой рекорд по спуску обсадных колонн

Новый мировой рекорд был закреплен за компанией Weatherford, выполнившей спуск обсадной колонны весом 1180 т до проектной глубины 8170 м. Работы проводились осенью 2015 года на глубоководной буровой платформе в Мексиканском заливе.

Оператору платформы в Зеленом Каньоне требовалась установка тяжелой обсадной колонны диаметром 14 дюймов, с крутящим моментом 112,6 фунт/фут. Общий вес обсадной колонны для спуска на проектную глубину составлял 1180 т. Оператор обратился к специалистам Weatherford для разработки клиньев LSS 1250 грузоподъемностью 1250 т, действующих как спайдер, осуществляя безопасный и эффективный захват трубы.

Специалисты Weatherford использовали LSS 1250 после выполнения тщательных инженерных расчетов, подтвердивших, что колонна сможет достичь проектной глубины без повреждения труб в результате избыточного напряжения. Затем безопасно и безаварийно бригада спустила колонну до проектной глубины. Без требуемой грузоподъемности, обеспеченной клиньями LSS 1250, оператору пришлось бы пробурить еще один

Weatherford Lands World's Heaviest Casing String

Weatherford achieved a new world record by landing a 1,180-ton (2,360,700-lb) casing string at a total depth of 26,805 ft (8,170 m). The job was performed on a deepwater rig in the Gulf of Mexico this fall.

The operator of a deepwater rig in the Green Canyon required installation of a heavy, 14-in., 112.6 lb/ft casing string. The total weight of the casing and landing string needed to reach total depth was 1,180 tons. The operator contracted with Weatherford to install the landing-string slips 1250 ("LSS 1250"), which acts as a spider to safely and efficiently grip tubulars and has a maximum load capacity of 1,250 tons (2,500,000 lb).

Weatherford deployed the LSS 1250 after providing an engineering analysis to verify that the pipe could reach total depth without damaging the tubulars from excess stress. The team then ran the string to total depth with

интервал ствола скважины и спустить две отдельные обсадные колонны, что обошлось бы компании в дополнительные 15 миллионов долларов США.

«Мы стремимся разрабатывать все более совершенные технологии, которые помогают нашим клиентам работать в поистине экстремальных условиях, – отметил Аарон Синнотт, вице-президент подразделения «Спуск скважинного оборудования» компании Weatherford. – Этот проект еще раз продемонстрировал наши возможности по расширению границ при глубоководном бурении».

no issues. Without the increased load capacity provided by the LSS 1250, the operator would have needed to drill a second hole section and run two separate casing strings at an approximate cost of $15 million.

"We constantly strive to provide technology that meets the needs of our clients under the most extreme conditions," said Aaron Sinnott, Vice President of Tubular Running Services at Weatherford. "This is the latest example of how we are crossing the bounds of what was previously considered possible in the deepwater arena."

«Газпром нефть» провела в Сербии серию операций по гидроразрыву пласта в высокотемпературном горизонте

«Нефтяная индустрия Сербии» (NIS), дочерняя компания «Газпром нефти», при поддержке специалистов ее научно-технических центров («Газпромнефть НТЦ» и «НТЦ НИС-Нафтагас») провела серию операций по гидравлическому разрыву пласта (ГРП) в высокотемпературных горизонтах месторождений Kikinda Istok, Crna Bara jug и Vojvoda Stepa на севере Сербии. Для выполнения этой операции компания использовала новый специальный гель, благодаря которому стало возможным осуществление ГРП в залежи с температурой от 150 °С до 180 °С. Использование уникальной технологии позволит NIS увеличить добычу за счет освоения запасов, не вовлеченных в настоящий момент в разработку.

Месторождения углеводородов в Сербии отличаются особым температурным режимом: уже на глубине 3,5 км нефтеносный горизонт может прогреваться до 190 °С. Такие условия более характерны для сверхглубоких пластов, находящихся на глубине более 5 км. На российских месторождениях «Газпром нефти» в Западной Сибири пластовые температуры не превышают 70–100 °С, поэтому традиционные гели, которые здесь используются для закачки проппанта в пласт, в сербских условиях не будут показывать необходимого уровня надежности и эффективности.

Специальный гель, используемый на высокотемпературных месторождениях в Сербии, обладает достаточной вязкостью, чтобы удерживать тяжелые частицы проппанта во время закачки в пласт. Гель выдерживает пластовые условия, может применяться в разных технологиях ГРП, в том числе и для многостадийного гидроразрыва, подходит как для нефтяных, так и для газовых месторождений.

«Применение высокотехнологичных операций при разработке месторождений открывает новый этап деятельности NIS – компания повысит эффективность освоения недр, сможет обеспечить рост добычи, вовлечь в разработку новые запасы. Большой опыт, накопленный «Газпром нефтью» в освоении

Gazprom Neft Undertakes a Series of Fracking Operations in a High-Temperature Horizon in Serbia

NIS (Naftna Indusrija Srbije), a subsidiary company of Gazprom Neft, supported by specialists at its research and development (R&D) centres (the Gazprom Neft Scientific and Research Centre, and the NIS-Naftagaz Scientific and Research Centre) has undertaken a series of hydraulic fracturing (fracking) operations in high-temperature horizons at the Kikinda Istok, Crna Bara jug and Vojvoda Stepa fields in northern Serbia. Fulfilment of these operations saw the company utilising a new special gel, making possible hydraulic fracking of the deposit at temperatures of 150°C to 180°C. Using this unique technology will allow NIS to increase production by opening up reserves not currently in development.

Hydrocarbon reserves in Serbia are distinguished by specific temperature characteristics: at a depth of just 3.5 kilometres oil-bearing horizon can reach a heat of up to 190°C. Such characteristics are more typical of ultra-deep strata, found at depths of more than five kilometres. Strata temperatures at Gazprom Neft fields in Western Siberia do not exceed 70–100 °C, so gels traditionally used for proppant injection will not demonstrate the necessary reliability and effectiveness under Serbian conditions.

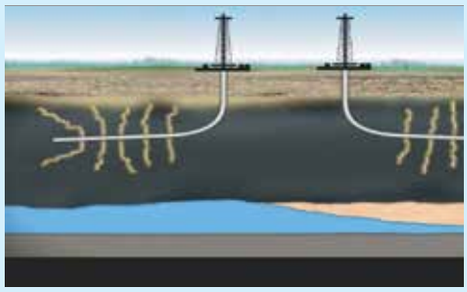
The special gel used on the high-temperature fields in Serbia has sufficient viscosity to retain heavy proppant particles during injection into the strata, and can withstand reservoir conditions; it can be applied under various fracking technologies, including multi-stage fracking, and is suitable for both oil and gas deposits.

Vadim Yakovlev, President of the NIS Board of Directors, commented: „The application of high-technology operations in field development opens up a new stage in NIS' activities, with the company increasing its efficiency in opening up mineral

месторождений, позволяет использовать в Сербии лучшие мировые практики, делая это максимально эффективно и безопасно», – отметил первый заместитель генерального директора «Газпром нефти», председатель совета директоров NIS Вадим Яковлев.

resources, and will ensure production growth, bringing new reserves into development. Gazprom Neft's extensive experience in field development will allow international best practice to be used in Serbia, making operations as safe and as effective as possible."

О сейсмической активности из-за гидроразрыва предупредит военная технология



Компания GeoEMS Energy Monitoring Systems представила свою технологию, которая поможет нефтегазовым операторам контролировать воздействие гидроразрыва на сейсмическую активность в регионе, где проводятся работы. Об этом сообщает информресурс Rigzone.

Изначально эта технология была разработана для американского Министерства энергетики и военно-воздушных сил страны с тем, чтобы обеспечивать контроль последствий ядерных испытаний. Однако в последнее время компания пришла к выводу, что ее можно адаптировать для нефтегазового сектора.

Теперь GeoEMS предоставляет данные о наличии горизонтов, содержащих углекислый газ, геотермических областей, карманов вулканической лавы, а также может применяться для контроля сейсмоопасности и стабильности горизонтальных скважин гидроразрыва.

Автономная система показывает оператору зоны сейсмической активности практически в режиме реального времени. Так, период передачи данных ограничивается тремя минутами. Информация передается с помощью текстовых предупреждений самому оператору системы или целому списку специалистов.

«Никто не может предсказывать землетрясения, но эта технология позволяет составлять ежедневные отчеты, и, таким образом, операторы видят, какая сейсмическая активность имеет место в районе гидроразрыва или других работ», – говорит Стивен Тейлор, руководитель исследовательского отдела GeoEMS.

Ликвидация проблемных ситуаций на скважинах может обходиться компаниям в сумму от 100 тыс. до 200 тыс. долларов каждая. При этом один контрольный комплекс стоит около 20 тыс. долларов. И он способен передавать аналитические данные с помощью сотовой связи или интернета, т.е. дистанционно.

Стоит отметить, что ранее не существовало вообще никакой системы контроля сейсмической активности при гидроразыве. А между тем американская Геологическая служба постоянно фиксирует землетрясения, которые, как полагают специалисты, связаны с нефтедобычей.

Nuclear Explosion Technology Adapted for Oil, Gas Seismicity Monitoring

GeoEMS Energy Monitoring Systems, has been providing operators with seismic monitoring technology that can monitor hydraulic fracturing and waste water injection, writes Rigzone.

The company's technology has been adapted for oil and gas monitoring from technology initially developed for the U.S. Department of Energy and the U.S. Air Force to monitor nuclear explosions. GeoEMS provides seismic field monitoring for oil and gas fields, carbon dioxide sequestration, geothermal fields, volcano monitoring, and for seismicity monitoring and slope stability for underground and open pit mines.

The company's standalone system identifies and reports induced seismic activity back to an operator in near real time. The time to relay information back is typically less than three minutes, using the system's onboard processing capabilities. Information is relayed through email or text alerts to an operator and a predetermined list of employees or relevant third parties.

"Nobody can predict earthquakes, but the technology allows us to provide daily or monthly reports to operators so they can see what kind of seismic activity is taking place in the vicinity of their injection fluid facilities," said Dr. Steven Taylor, chief scientist with GeoEMS, in an interview with Rigzone.

Shutting in wells to address high-volume injection can cost a company $100,000 to $200,000. "What we try and do is provide large and small operators with an inexpensive means of complying with government regulations." Taylor, a seismologist who retired after a career working at the U.S. national laboratories Lawrence Livermore and Los Alamos, and his partners used a Small Business Innovation Research Program to develop their business.

SBIR enabled them to build the system for government purposes, but also encouraged them to go out and market the product and create jobs. To qualify for an SBIR, numerous commercialization forms must be filled out, indicating the commercial applications of a product.

In the United States, there are very few documented earthquakes from hydraulic fracturing itself, and these are typically small. However, the story is different in Canada, where the fact that hydraulic fracturing is causing many of the felt-earthquakes is well-documented. One of the company's deployments has bene for a coal-methane field, and the company expects to start monitoring soon at a CO_2 sequestration site.

FEI создает программное обеспечение PerGeos для нефтегазовой разведки и добычи

Компания FEI объявила о выпуске PerGeos™, первого в отрасли комплексного цифрового программного обеспечения для пород, помогающего геологам быстро интерпретировать и моделировать цифровые изображения пород, с тем чтобы инженеры по разведке и добыче могли быстро и легко получать содержательные оперативные данные.

PerGeos обеспечивает лучшее понимание особенностей пластов и физических свойств пород коллектора. Многомасштабность, микроскопические изображения и передовое цифровое моделирование породы обеспечивают наиболее подходящее прямое измерение для анализа критических структурных характеристик и физических свойств, таких как размер зерна, поровое пространство и связанность. Использование PerGeos позволяет ключевым аналитикам, геологам и петрофизикам интегрировать данные из нескольких источников и обмениваться описаниями и статистикой с использованием единой платформы. В числе особенностей также можно отметить автоматизированные рабочие процессы, мощные алгоритмы обработки изображения и дружественный интерфейс.

«Нефтяные компании анализируют бесчисленное множество типов и форматов данных изображения в попытках понять физические характеристики коллекторов пород, как эти характеристики отражают потенциал коллектора, и распространяют эти наблюдения на технологические методы оптимизации этого потенциала, – говорит Марк Башфорт, руководитель нефтегазового бизнеса FEI. – Управление такой информацией в настоящее время можно осуществлять в цифровом режиме через PerGeos, с помощью совместной рабочей среды, создавая и совместно используя общую модель пород гораздо быстрее, чем с помощью традиционных методов анализа керна».

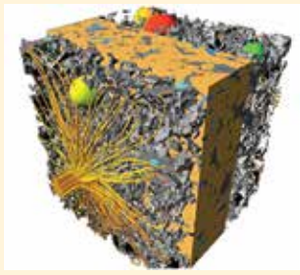
«Это очень важно для инженеров-промысловиков, ожидающих таких важнейших характеристик, как капиллярное давление, пористость и проницаемость, для своих геологических моделей; знание этих свойств помогает управляющим активами визуализировать и понимать конечную потенциальную отдачу коллектора, тем самым улучшая их оценки запасов и общих капитальных вложений в производство», – добавляет Башфорт.

Первый выпуск PerGeos состоит из трех модулей: петрофизики, статистики пор и основного профиля. Каждый модуль предназначен, чтобы помочь пользователям выполнить статистические наблюдения о выборке применительно к их конкретной функции, а также позволяет им передавать это знание в цифровой среде для интерактивной оценки всей объектовой группой. Эта уникальная особенность обеспечивает междисциплинарное взаимодействие и позволяет всем пользователям получить общее представление о том, как создаются модели пород – важный аспект в оценке и понимании факторов, оказывающих влияние на эффективность работы и продуктивность коллектора.

PerGeos является новейшим дополнением к широкому портфелю цифровых технологий и услуг FEI для пород,

FEI Launches PerGeos Software for Oil and Gas Exploration and Production

FEI announced the release of PerGeos™, the industry's first comprehensive digital rock software that helps geoscientists rapidly interpret and model digital rock imagery so that exploration & production (E&P) engineers can obtain meaningful, actionable data quickly and easily.



PerGeos provides a better understanding of formation features and physical property of reservoir rock. Multi-scale, microscopic imagery and advanced digital rock modeling provides the only direct measurement for analyzing critical structural characteristics and physical properties, such as grain size, pore space and connectivity. Using PerGeos, core analysts, geologists and petrophysicists can integrate data from multiple sources and share descriptions and statistics using a common platform. It features automated workflows, high-powered image processing algorithms and a user-friendly interface.

"Oil companies work with and analyze a bewildering array of image data types and formats when trying to understand the physical characteristics of reservoir rock, how those characteristics relate to the potential value of a reservoir, and relate those observations to the production techniques required to optimize that value," said Mark Bashforth, general manager of FEI's Oil and Gas business. "This information can now be managed digitally through PerGeos, via a collaborative workspace to create and share a common rock model much faster than using traditional core analysis methods."

Bashforth adds, "This is very important for reservoir engineers awaiting these critical inputs, such as capillary pressure, porosity and permeability, for their geomodels; knowledge of these properties helps asset managers visualize and understand the ultimate potential recovery of a reservoir, thereby improving their estimates of reserves and overall production-related CapEx investments."

The initial PerGeos release consists of three modules: petrophysics, pore statistics and core profile. Each module is designed to help users make statistical observations about the sample as it relates to their specific function, and then allows them to transfer this knowledge to a digital environment for interactive assessment by the entire asset team. This is a unique feature that provides cross-discipline collaboration, and enables all users to gain a common understanding of how the rock models are created – an important aspect in validating and understanding the contributors to reservoir viability and producibility.

которое включает в себя передовые измерительные микроскопы, программное обеспечение в области визуализации и анализа и опыт в области построения изображений, моделирования и воспроизведения процесса разработки.

PerGeos is the newest addition to our broad portfolio of digital rock technology and services that includes advanced microscopy instrumentation, visualization and analysis software, and imaging, modeling & simulation expertise.

Delphian Ballistics отмечает ключевой этап, связанный с использованием своих перфораторов

Шотландская технологическая компания Delphian Ballistics отметила ключевой этап на пути коммерциализации своего продукта.

Только за январь текущего года компания разместила 150 своих перфораторов TriStim в США и Канаде. У компании имеется стабильный приток заказов на 2016 год, а также крупный заказ от новозеландского клиента, который будет реализован в следующем месяце.

Компания, спроектировавшая перфоратор TriStim, который может использоваться как на традиционных, так и на нетрадиционных месторождениях, на пути к достижению планируемой цели по доходам на 2017 год. Этому немало способствует рекордный проект по проведению ГРП в штате Оклахома, США, который компания реализовала в минувшем году.

В рамках глобальной кампании по завоеванию рынка Delphian Ballistics подписала соглашение о сотрудничестве с ведущим в Канаде поставщиком сервисных услуг и думает о подписании аналогичных соглашений с партнерами из Новой Зеландии, США и Ближнего Востока.

Технология основана на физике баллистики и направлении выделяемой энергии. Она не имеет прямых конкурентов на рынке.

Стюарт МакЛеод, исполнительный директор компании Delphian Ballistics, отметил: «Технология TriStim представляет собой более умный подход к перфорированию. Не важно, используется ли она для традиционной добычи, проведения ГРП или других работ по интенсификации притока, получаемые перфорированные интервалы обеспечивают повышенный дебит и улучшенную динамику образования трещин».

Технические возможности перфоратора TriStim, созданного с учетом понимания физики баллистики, который использует сходящиеся в одной точке ударные волны, позволяет создавать более чистые, глубокие и крупные отверстия. Это теперь многократно подтверждено на практике.

Для традиционных скважин последствия улучшения притока углеводородов и, как следствие, повышения производительности находятся далеко за пределами простого производства большего количества баррелей в день.

Перфоратор TriStim превращает истощенные и нерентабельные активы опять в жизнеспособные. И неважно, идет речь об отдельных скважинах или о целых месторождениях.

Delphian Ballistics Celebrates Key Milestone with Deployment of Perforation Guns

Scottish technology company, Delphian Ballistics, is celebrating a key milestone in the commercialization of its product.

The company has deployed 150 of its TriStim perforation guns across the U.S. and Canada in January alone. The company has lined up a healthy pipeline of work for 2016, with a large order on route to New Zealand, which will be deployed next month.

The firm, which designed the system to be used in both conventional and unconventional wells, is firmly on track to meet its projected revenue in 2017, after completing its breakthrough onshore fracing project in Oklahoma last year.

As part of its global roll out campaign, Delphian Ballistics has signed a collaboration agreement with a leading service provider in Canada and is poised to sign up further partners in New Zealand, the U.S. and the Middle East.

The technology is based on the physics of ballistics and the placement of power and has no direct competitor in the marketplace.

Stuart McLeod, managing director of Delphian Ballistics, said: “TriStim offers a smarter way to perforate. Whether for conventional production, fracing or for stimulation, it delivers enhanced perforations resulting in increased well productivity and enhanced fracture dynamics. "

The technical capabilities of TriStim, created from an understanding of the physics of ballistics which harness converging shockwaves to produce a cleaner, bigger and deeper hole, are now well documented and understood.

For conventional wells the implications of improving hydrocarbon flow, and hence increasing productivity, go far beyond simply producing more bpd.

TriStim makes depleted and uneconomic assets viable again, whether individual wells or entire fields.

«Роспан Интернешнл» провел рекордный ГРП

«Роспан Интернешнл», дочернее общество ОАО «НК «Роснефть», провело на Восточно-Уренгойском лицензионном участке рекордную для газоконденсатного месторождения операцию гидроразрыва пласта (ГРП) по технологии создания высокопроводящих трещин HiWay (ТМ). Единоразово в течение 5 часов в пласт было закачано 300 тонн проппанта, что эквивалентно 550 тоннам проппанта, закачанного по традиционной технологии. При отработке скважины дебиты достигали значений более 1 млн м^3/сут газа и более 300 т/сут газового конденсата.

Технология ГРП с созданием высокопроводящей трещины HiWay (ТМ) относится к типам кластерного ГРП. Технология привлечена в качестве опытно-промышленной работы, как одно из возможных технических решений, для реализации в АО «Роспан-Интернешнл» стратегии по увеличению продуктивности новых скважин, вводящихся из бурения при ухудшающейся геологии в периферийных зонах ачимовских пластов Восточно- и Ново-Уренгойских ЛУ.

Специалисты «Роспана» провели шесть пробных операций по данной технологии. По сравнению с ГРП по стандартной технологии в эквивалентных объемах закачки продуктивность скважин была повышена на 15–20%.

В ближайшей перспективе «Роспан» планирует увеличить объем закачки проппанта на отдельных скважинах, обеспечив наибольший экономический эффект от заканчивания скважины. В целях уточнения параметров операций специалисты ведут исследования динамики продуктивности скважин, где применялась усовершенствованная технология гидроразрыва. Параллельно прорабатываются пути преодоления имеющихся технических и технологических ограничений для выполнения операций с планируемым увеличенным объемом закачки.

АО «Роспан Интернешнл» ведет разработку Восточно-Уренгойского и Ново-Уренгойского лицензионных участков в Пуровском районе ЯНАО. В 2011 году предприятие стало владельцем лицензии по ресурсному участку. В настоящее время «Роспан» обладает правом на разведку и разработку трех месторождений: Уренгойского, Восточно-Уренгойского + Северо-Есетинского, Ево-Яхинского в пределах трех лицензионных участков.

Rospan International Conducted Record Fracing Operation

Rospan International, Rosneft subsidiary, conducted record hydraulic fracturing (HF) operation on the East Urengoi license area with the use of HiWay (TM) highly conductive fractures technology that has become record fracing operation on the gas-condensate field. 300 tons of proppant have been pumped one-time within 5 hours that is equivalent to 550 tons of a proppant pumped by conventional technology. During well development production rate reached more than 1 million m^3/day of gas and 300 tons/day of gas condensate.

Fracturing technology with the creation of HiWay highly conductive fracture (TM) refers to the cluster HF types. The technology is applied as a pilot one, as one of the possible technical solutions for the implementation of Rospan International strategy to increase productivity of new wells, decommissioning with geology degradation in the peripheral areas of the Achimov formations of the East- and the Novo Urengoy license areas.

Rospan experts conducted six pilot operations with the use of this technology. Compared with conventional HF technology with the equivalent injection volume, wells productivity was increased by 15–20%.

In the short term Rospan plans to increase proppant injection amount in some wells, providing maximum efficiency of well completion. In order to specify operations parameters specialists are investigating productivity dynamics of the wells, where advanced hydraulic fracturing technology has been used .Along with this the ways are worked out to overcome the existing technology limitations for conducting operations with the planned increased injection capacity.

Rospan International operates two licences in the Urengoi area in the Yamal-Nenets Autonomous Okrug: East Urengoiskoye and Novo-Urengoiskoye. These cover deep layers of the supergiant Urengoiskoye field. Rospan International is a 100% RN Holding (Rosneft) subsidiary.

Государственная комиссия подтвердила эффективность каротажного комплекса Weatherford

На заседании секции углеводородного сырья Экспертно-технического совета Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых 18 декабря 2015 года был заслушан и утвержден отчет, подтвердивший эффективность использования каротажных приборов в процессе бурения компании Weatherford для подсчета запасов углеводородов в терригенных пластах.

В методической работе, подготовленной совместно экспертами ООО «Везерфорд», ОАО «НОВАТЭК» и ООО «Яргео», сравнивались исходные геофизические данные, записанные комплексом LWD (каротаж в процессе бурения) компании Weatherford, с информацией, полученной при помощи традиционного каротажа, выполненного в вертикальных и горизонтальных скважинах. В состав комплекса входит датчик высокотемпературного азимутального гамма-каротажа HAGR™, датчик азимутальной плотности (AZD) и датчик пористости по данным нейтронного каротажа по тепловым нейтронам (TNP), а также прибор многочастного каротажа сопротивления MFR™.

По мнению представителей Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых, данные, полученные при использовании указанных приборов как в процессе бурения, так и в процессе проработки горизонтальных и слабонаклонных скважин, могут быть использованы компаниями-операторами для подсчета запасов углеводородов в терригенных пластах. Результаты комплекса ГИС, выполненные в процессе бурения, а также в процессе проработки комплектом приборов LWD компании Weatherford полностью соответствуют результатам комплекса ГИС, выполненного после бурения соответствующим комплексом аппаратуры каротажа на кабеле и на трубах. Помимо этого, выполнение ГИС с использованием каротажного комплекса LWD позволит в режиме реального времени контролировать процесс проводки скважины, оперативно вносить необходимые коррективы, а также проводить регистрацию ряда методов по секторам. Азимутальные имиджи используются для определения границ пластов относительно ствола скважины и оценки характеристик пластов по ее периметру.

«Применение каротажного комплекса LWD компании Weatherford способствует сокращению затрат на строительство скважин путем отказа от аналогичных методов ГИС на кабеле или на трубах, проводимых после бурения, – уточнил Сергей Шайхутдинов, региональный менеджер сервиса обработки и интерпретации данных LWD, Weatherford Россия. – Это особенно важно и ценно в текущих экономических условиях, когда компании-операторы стараются снизить стоимость эксплуатационного бурения».

State Committee Recognizes Weatherford LWD Suite

At the crude hydrocarbons session held in Moscow on December 18, 2015, the Expert Technical Board of the State Reserves Committee heard and approved a report that demonstrated the effectiveness of Weatherford logging-while-drilling ("LWD") tools for the estimation of hydrocarbon reserves in terrigenous reservoirs.

The report, which was jointly authored by Weatherford, Novatek and Yargeo, compared the initial geophysical data recorded by a suite of Weatherford LWD tools against conventional logging data performed in vertical and horizontal wells. The suite consisted of the HAGR™ high-temperature azimuthal gamma ray sensor, the azimuthal density (AZD) and thermal neutron porosity (TNP) sensors, and the MFR™ multifrequency resistivity sensor.

According to representatives of the State Reserves Committee, the data obtained using these tools during drilling and reaming in horizontal and deviated wells can be used by operator companies to accurately estimate hydrocarbons in place in terrigenous reservoirs. The data recorded while drilling and reaming with the Weatherford LWD suite is comparable in quality to the results obtained by logging after drilling using wireline and pipe-conveyed logging systems. Additionally, the suite enables operators to gather real-time geosteering data, promptly make necessary adjustments while drilling and record azimuth measurements. Azimuthal images are used to determine the formation boundaries relative to the wellbore and to characterize the properties of rocks along its perimeter.

"Using the Weatherford LWD suite helps to reduce well construction costs by eliminating the need for similar wireline or pipe-conveyed logging methods after drilling," said Sergey Shaikhutdinov, LWD interpretation and processing services manager at Weatherford Russia. "This capability is especially valuable in the current economic situation, when operators are looking to reduce the cost of production drilling."

ЧЕРНОМОРСКИЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ
OIL & GAS BLACK SEA CONFERENCES
11 лет проекту!

iOilGas conference

КАЛЕНДАРЬ КОНФЕРЕНЦИЙ 2016

www.oilgasconference.ru (861) 212-85-85 oilgasconference@mail.ru

МЕЖДУНАРОДНЫЕ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКИЕ КОНФЕРЕНЦИИ

Сбор, подготовка и транспортировка нефти и газа. Проектирование, строительство, эксплуатация – 2016

21 - 26 марта 2016 года / Сочи

ОРГАНИЗАТОРЫ:
НИТПО NITPO
ООО "НПФ "Нитпо"
Газовая промышленность
Научно-технический и производственный журнал «Газовая промышленность»

Инновационные решения в области КИП и автоматизации объектов нефтегазовой отрасли – 2016

4 - 9 апреля 2016 года / Сочи

ОРГАНИЗАТОР:
НИТПО NITPO
ООО "НПФ "Нитпо"

Выставка (в рамках конференции)
Контрольно-измерительные приборы и автоматизация - 2016

ОФИЦИАЛЬНЫЙ ПАРТНЕР:
НПО ЮМАС
ООО НПО «ЮМАС»

Современные технологии капитального ремонта скважин и повышения нефтеотдачи пластов. Перспективы развития

23 - 28 мая 2016 года / Сочи

ОРГАНИЗАТОР:
НИТПО NITPO
ООО "НПФ "Нитпо"

Строительство и ремонт скважин – 2016

19 - 24 сентября 2016 года / Анапа

ОРГАНИЗАТОРЫ:
ООО "Нефтегазовая вертикаль"
НИТПО NITPO
ООО "НПФ "Нитпо"

Интеллектуальное месторождение: инновационные технологии от скважины до магистральной трубы – 2016

17 - 22 октября 2016 года / Сочи

ОРГАНИЗАТОРЫ:
НИТПО NITPO
ООО "НПФ "Нитпо"
ООО "ИД "Нефть. Газ. Новации"

Оргкомитет проекта «Черноморские нефтегазовые конференции»
тел./факс: (861) 216-83-63 (-64; -65); 212-85-85; e-mail: oilgasconference@mail.ru

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ПАРТНЕРЫ ИНФОРМАЦИОННЫЕ ПАРТНЕРЫ ИНФОРМАЦИОННЫЕ ПАРТНЕРЫ ОФИЦИАЛЬНАЯ ПОДДЕРЖКА

Министерство промышленности и энергетики Краснодарского края
ТОРГОВО-ПРОМЫШЛЕННАЯ ПАЛАТА КРАСНОДАРСКОГО КРАЯ

МОБИЛЬНЫЕ УСТАНОВКИ С ВЕРХНИМ ПРИВОДОМ ДЛЯ РЕМОНТА СКВАЖИН С ВЕРТИКАЛЬНЫМИ И НАКЛОННЫМИ УСТЬЯМИ

Предназначены для ремонта поверхностных скважин с вертикальными и наклонными устьями от 0° до 75° от вертикали.

Установки обеспечивают возможность проведения СПО на скважинах с наклонными устьями, имеют верхний привод вращения буровой колонны или колонны насосно-компрессорных труб и механизм проталкивания инструмента в скважину.

Основные конкурентные преимущества:

- **наличие верхнего привода со встроенным вертлюгом** (позволяет выполнять широкий спектр операций: разбуривание песчаных пробок ротором или с ВЗД, промывка, бурение);
- **усилие подъёма до 50 т** (позволяют успешно проводить СПО даже в осложнённых условиях (прихват колонны, кривизна скважины);
- **универсальность** (возможность проведения ремонтов скважин с наклонными устьями);
- **мобильность** (оборудование смонтировано на полноприводном автомобильном шасси, выполнено в транспортном габарите и развесовкой, позволяющей перемещаться по дорогам общего пользования без разрешений);
- **наличие механизма позиционирования мачты** (позволяет значительно сократить время монтажа установки на устье скважины).

Тел.: +7 499 788-91-19 Факс: +375 17 368-30-93 E-mail: info@cit-group.org www.cit-group.org

SPE International
Society of Petroleum Engineers

Российская нефтегазовая техническая конференция и выставка SPE

24-26 октября 2016 | ЦМТ, Москва, Россия

- **Подача работ открыта!**
  Крайний срок подачи: 18 марта 2016

- **Специальная сессия молодых специалистов**
  Крайний срок подачи: 18 апреля 2016

- **Выставка**
  Не упустите свой шанс - присоединяйтесь к лидерам отрасли!
  Подробности - на сайте мероприятия

За дополнительной информацией, пожалуйста, обращайтесь к Марии Тишковой: russianoilandgas@spe.org; mtishkova@spe.org. Тел.: +7 (495) 268-04-54

www.spe.org/events/rptc/2016

Платиновый спонсор

Schlumberger

Золотой спонсор

HALLIBURTON

Золотой спонсор

bp

ICoTA РОССИЯ

Coiled/tubing times
ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА
ВРЕМЯ ГРП

КОЛТЮБИНГ
НП «ЦРКТ»

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Уважаемые коллеги! Дорогие друзья!
Российское отделение Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA) предлагает вам принять участие в голосовании, результатом которого станет формирование шорт-листа специальной премии **Intervention Technology Award – 2016**.

Укажите, пожалуйста, какие компании, на ваш взгляд, достойны стать лауреатами в следующих номинациях:

«Лучшая компания в использовании колтюбинговых технологий в России и СНГ» _____

_____

«Лучшая компания в области проведения ГРП в России и СНГ» _____

_____

«Лучшая компания по продвижению инноваций в России и СНГ» _____

_____

«Прорыв года – лучшая компания по темпам развития»_____

_____

«Лучшая международная компания на сервисном рынке России» _____

_____

«Лучшая компания – производитель оборудования для высокотехнологичного нефтегазового сервиса на территории Единого экономического пространства (ЕЭП)» _____

_____

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

_____

Просим вас отсканировать заполненную форму и прислать по адресу: cttimes@cttimes.org.

Можно также прислать заполненную форму по факсу: +7 499 788 91 19

Ваш голос очень важен!

На первом этапе подведения итогов по результатам обработки заполненных форм будут составлены шорт-листы в каждой номинации. На втором этапе авторитетное жюри, в состав которого входят члены совета директоров российского отделения ICoTA, эксперты Минэнерго РФ, члены ученого совета Центра развития колтюбинговых технологий и члены редакционного совета журнала «Время колтюбинга», определит победителей согласно выработанным для каждой номинации качественным и количественным критериям.

Торжественное вручение дипломов лауреатам российской Intervention Technology Award состоится в рамках 17-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы» осенью 2016 года.

Премия **Intervention Technology Award** учреждена в начале 2014 года российским отделением Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA) и является отечественной версией премии, вручаемой американским отделением ICoTA на ежегодной конференции в Вудлендсе (США, штат Техас).

Контактная информация:
www.icota-russia.ru
Пыжевский переулок, 5,
строение 1, офис 224
Москва 119017,
Российская Федерация

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

ICoTA РОССИЯ

Coiled tubing times
ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА
ВРЕМЯ ГРП

КОЛТЮБИНГ
NP CTTDC

Ministry of Energy
of the Russian Federation

Dear colleagues and friends!
Russian Chapter of the Intervention and Coiled Tubing Association (ICoTA) invites you to respond to a poll and tell us which companies are worthy of the special **Intervention Technology Award – 2016**.

You are kindly asked to choose the companies which, in your opinion, are the winners in the following categories:

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

_____

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

_____

Best international company in the sphere of hydraulic fracturing operations _____

_____

Best innovating company in Russia and CIS countries_____

_____

Breakthrough of the year – the fastest-growing company_____

_____

Best international company on the Russian oilfield service market _____

_____

Best company-manufacturer of the high-tech oilfield service equipment on the territory of the Common Free Market Zone_

_____

Financial institution that promotes high-tech oilfield services in Russia _____

_____

Please, kindly fill-in the form, scan it and send to cttimes@cttimes.org

You can send the filled form by fax as well: +7 499 788 91 19

Your opinion is very important for us!

On the first stage, we will form short lists of the companies in each of the categories on the basis of your votes. On the second stage, the panel of judges comprising board members of the Russian Chapter of ICoTA, experts from the Russian Ministry of Energy, members of the Scientific Council of Coiled Tubing Technologies Development Center and members of the Editorial Board of Coiled Tubing Times Journal will choose the winner in each category (according to the elaborated qualitative and quantitative criteria).

Intervention Technology Award Ceremony will be held in the framework of the 17th International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference in the fall of 2016.

Intervention Technology Award was established in early 2014 by the Russian Chapter of the Intervention and Coiled Tubing Association (ICoTA). It is the Russian version of the award established by the US Chapter of ICoTA.

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

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

МЕДИАПЛАН ВЫХОДА И РАСПРОСТРАНЕНИЯ ЖУРНАЛА «ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА» НА ОТРАСЛЕВЫХ МЕРОПРИЯТИЯХ В 2016 ГОДУ

ВК № 1/55, март-2016

Мероприятие	Дата проведения	Страна, город	Организатор	Сайт мероприятия
Совместная техническая конференция SPE/EAGE по геологическому и гидродинамическому моделированию	22.03-23.03.2016	Москва	SPE	http://rca.spe.org/ru/events/spe-eage-workshop-static-and-dynamic-modeling/
Ежегодная 15-я Конференция МАС ГНБ	22.03-24.03.2016	Чебоксары	МАС ГНБ	http://www.eprussia.ru/news/base/2014/99051.htm
CIPPE-2015. 16-я Китайская Международная выставка нефтяного и нефтехимического оборудования и технологий	29.03-31.03.2016	Китай, Пекин	Beijing Zhenwei Exhibition Co.,Ltd	http://www.cippe.com.cn
«Нефтехимия России и СНГ»	06.04.-07.04.2016	Москва	Global Business Club Ltd	http://www.globuc.com/ru/cispetrochemicals/
Управление пескопроявлением скважин	апрель-2016	Южно-Сахалинск	SPE	http://rca.spe.org/ru/events/events-russia-2014-2015/
15-я Северо-Каспийская региональная выставка «Атырау Нефть и Газ»	12.04.-14.04.2016	Атырау, Казахстан	ITECA	http://oil-gas.kz/ru/vystavka/o-vystavke
10-я Атырауская региональная нефтегазовая технологическая конференция	12.04.-13.04.2016	Атырау, Казахстан	ITECA	http://oil-gas.kz/ru/konferentsiya/o-konferentsii
RDCR-2016. Круглый стол российских буровых подрядчиков	13.04.2016	Москва	Rogtec Magazine	http://rdcr.ru/
НЕФТЕГАЗ-2016. 16-я Международная выставка «Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса»	18.04.-21.04.16	Москва, Экспоцентр на Красной Пресне	ЭКСПОЦЕНТР (ЦВК)	http://www.neftegaz-expo.ru/
6-й Международный форум «Энеркон – от современных нефтегазовых технологий к стабильному отраслевому развитию	18.04.-21.04.16	Москва, Экспоцентр на Красной Пресне	ЭКСПОЦЕНТР (ЦВК)	http://www.enercon-ng.ru/ru/
Национальный нефтегазовый форум	19.04.--20.04.2016	Москва	ЭКСПОЦЕНТР (ЦВК)	http://www.oilandgasforum.ru/
Нефтегазовый форум. 24-я Международная выставка «Газ. Нефть. Технологии – 2016»	24.05.-27.05.2016	Уфа	Башкирская выставочная компания	http://bvkexpo.ru/gaz-neft-texnologii-nedelya-neftexim ii-v-respublike-bashkortostan-www-gntexpo-ru/
Конференция «Практические аспекты нефтепромысловой химии» в рамках VI Международного форума «Большая химия»	25.05.-26.05.2016	Уфа	ООО «БашНИПИнефть»	http://www.anrb.ru/blog/alias/nph2016
Современные технологии капитального ремонта скважин и повышения нефтеотдачи пластов. Перспективы развития	23.05.-28.05.16	Сочи	ООО «НИТПО»	http://www.nitpo.ru/conferences/sovremennie-tehnologii-kapitalnogo-remonta-skvazhin-i-povishenija-nefteotdachi-plastov-perspektivi-razvitija/
Семинар-конференция «Инновационные решения в области КРС, ПНП, ГНКТ, внутрискважинные работы и супервайзинг в горизонтальных и разветвленных скважинах»	06.06.-10.06.2016	Ялта	ООО НПФ «ИнТехСервис»	http://togc.info/seminary/?SECTION_ID=104&ELEMENT_ID=1084
Конференция «Петрофизика XXI век»	07.06.-08.06.2016	Санкт-Петербург	SPE	http://rca.spe.org/ru/events/events-russia-2014-2015/
Международная конференция «Ямал Нефтегаз – 2016»	08.06.-09.06.2016	Салехард	Vostok Capital	http://www.yamaloilandgas.com/#

Coiled tubing times
ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА
ВРЕМЯ ГРП

119017 г. Москва, Пыжевский пер.,
д. 5, стр. 1, офис 224
тел.: +7 499 788 914, тел./факс: +7 499 788 91 19.

Дорогие читатели!

Подписку на научно-практический журнал
«Время колтюбинга»
вы можете оформить в любом отделении «Роспечати» в период проведения подписных кампаний.

ИНДЕКС В ПОДПИСНОМ КАТАЛОГЕ «РОСПЕЧАТИ» – 84119.

Компании могут оформить годовую подписку непосредственно в редакции журнала (не менее чем на 3 экземпляра). Подписка в редакции возможна с любого месяца года.

Минимальная стоимость годовой подписки (3 экз. x 4 вып.): 13 200 руб. (включая НДС 10%) + стоимость доставки.

Для оформления подписки через редакцию отправляйте запрос по адресу:
cttimes@cttimes.org

For English-speaking readers we recommend to subscribe for PDF-version of the Journal.

Please send your subscription request to:
cttimes@cttimes.org

Year subscription price for PDF-version: 80$.

В журнале «Время колтюбинга» № 4 (054), на с. 30, была допущена ошибка: в статье «Награждение лауреатов Intervention Technology Award» корректной формой собственности «БВТ-Восток» является ЗАО. Редакция приносит свои извинения.

In the Issue #4 (54) of Coiled Tubing Times on page 30 a mistake was made: in the article "Intervention Technology Award – 2015" the correct form of ownership for BVT-Vostok Company is CJSC. The Editorial staff offers its apologies for it.

Почетный редактор – **Рон Кларк** (rc@cttimes.org);
главный редактор – **Галина Булыка** (halina.bulyka@cttimes.org);
директор по стратегическому развитию проекта «Время колтюбинга» – **Артем Грибов** (artem.gribov@cttimes.org);
научный редактор – **Василий Андреев**, канд. физ.-мат. наук;
ответственный секретарь – **Наталья Михеева**;
маркетинг и реклама – **Марина Куликовская** (advert@cttimes.org);
дизайн и компьютерная верстка – **Людмила Гончарова**;
подписка и рассылка – cttimes@cttimes.org.

Главный научный консультант – **В.С. Войтенко**, д.т.н., профессор, академик РАЕН; научные консультанты – **Л.А. Магадова**, д.т.н., зам. директора Института промысловой химии РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина; **И.Я. Пирч**, директор 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.

Honorary editor – **Ron Clarke** (rc@cttimes.org);
Editor-in-chief – **Halina Bulyka** (halina.bulyka@cttimes.org);
Director of Strategic Development "Coiled Tubing Times" – **Artem Gribov** (artem.gribov@cttimes.org);
Scientific editor – **Vasili Andreev**, Doctor of Phys.-Math.;
Translators – **Gregory Fomichev**, **Svetlana Lysenko**; Executive editor – **Natallia Mikheyeva**; Marketing and advertising – **Marina Kulikovskaya** (advert@cttimes.org); Design & computer making up – **Ludmila Goncharova**; Subscription & distribution – cttimes@cttimes.org.

Chief scientific consultant – **V. Voitenko**, Doctor of Engineering, Professor, Member of the Russian Academy of Natural Sciences; Scientific consultants – **L. Magadova**, Doctor of Engineering, Deputy Director of Institute of Industrial Chemistry, Gubkin Russian State University of Oil and Gas; **I. Pirch**, 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.

ОПОРА-ПРОМ-ОЙЛ

КАЧЕСТВО
ОПРЕДЕЛЯЕТ УСПЕХ

скважинные фильтры

Компания «Опора-пром-ойл» разрабатывает, изготавливает и поставляет скважинные фильтры для нефтяных, газовых и водяных скважин, а так же центраторы из алюминиевого сплава для установки фильтров в скважину. Компанией приобретено высокотехнологичное импортное оборудование, позволяющее выпускать продукцию, по качеству не уступающую лучшим образцам европейских производителей.

ТЕЛ./ФАКС: +7 (495) 989-22-72 | E-MAIL: INFO@TD-OPO.COM | OPORA-PROM-OIL.RU

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

Оборудование для ГРП
Fracturing Equipment

Fidmash®

Республика Беларусь, 220033, г. Минск, ул. Рыбалко, 26, ком. 17/432
Tel. : +375 (17) 298 24 17, fax: +375 (17) 368 30 26
e-mail: fidmashsales@nov.com website: www.fidmashnov.by

Rybalko st., Minsk, 220033, Belarus ,26
Tel.: +375 (17) 298 24 17, fax: +375 (17) 368 30 26
e-mail: fidmashsales@nov.com website: www.fidmashnov.by

QMS REGISTERED
№81351