

# Coiled tubing

## ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА ВРЕМЯ ГРП *times*

издается с 2002 года / has been published since 2002

**1 (063), Март / March 2018**



**РОССИЙСКИЙ РЫНОК КОЛТЮБИНГА. НЫНЕШНЕЕ СОСТОЯНИЕ И ПРОГНОЗ**  
**RUSSIAN COILED TUBING MARKET. PRESENT STATE AND FORECAST**

**В РОССИИ ОТКРЫТО НОВОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ ПО ПРОИЗВОДСТВУ ГНКТ**  
**A NEW COMPANY TO MANUFACTURE COILED TUBING WAS LAUNCHED IN RUSSIA**

**ГРП В ТАТАРСТАНЕ: СОВМЕЩЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ «КИСЛОТА – ПРОППАНТ» НА КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ**  
**HYDRAULIC FRACTURING IN TATARSTAN: INTEGRATED "ACID – PROPPANT" TECHNOLOGY IN CARBONATE RESERVOIRS**

**ГРП В КОМПАНИИ «БЕЛОРУСНЕФТЬ»**  
**HYDRAULIC FRACTURING IN BELORUSNEFT**

**ТРЕНД ДОЛЖЕН ЗАДАВАТЬСЯ ЗАКАЗЧИКОМ**  
**TREND SHOULD BE SET BY THE CUSTOMER**

**Партнер выпуска –**  
**ООО «Пакер Сервис»**

РФ, Москва,  
Варшавское шоссе,  
д. 1 стр. 6, офис 27  
тел. +7 (495) 663-31-07  
packer-service.ru

Посетите наш стенд  
на выставке  
«НЕФТЕГАЗ-2018»  
Павильон № 1,  
стенд 1E50



**63**

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

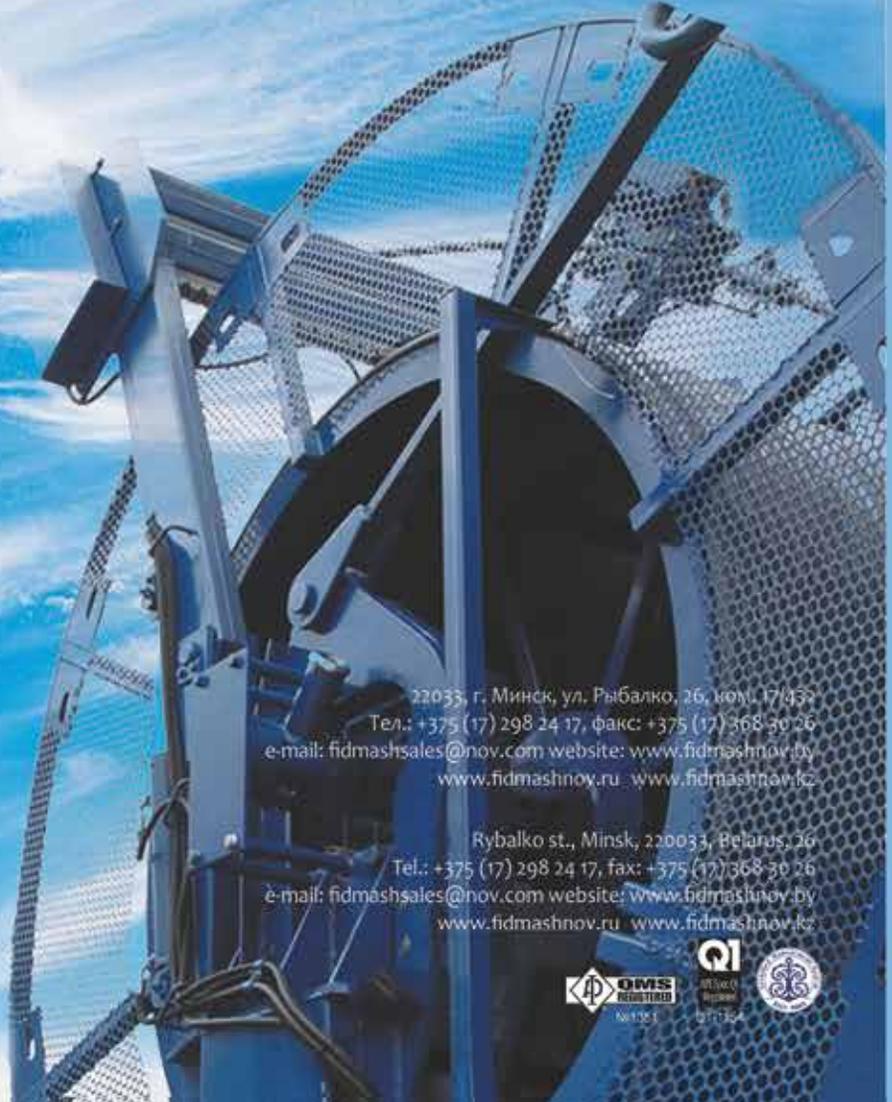




Колтюбинговое, азотное и  
насосное оборудование  
Coiled Tubing, Nitrogen and  
Pumping Equipment

Оборудование для ГРП  
Fracturing Equipment

**Fidmarsh**  
Completion &  
Production Solutions



22033, г. Минск, ул. Рыбалко, 26, ком. 17/032  
Тел.: +375 (17) 298 24 17, факс: +375 (17) 368 50 26  
e-mail: [fidmarshsales@nov.com](mailto:fidmarshsales@nov.com) website: [www.fidmarshnov.by](http://www.fidmarshnov.by)  
[www.fidmarshnov.ru](http://www.fidmarshnov.ru) [www.fidmarshnov.kz](http://www.fidmarshnov.kz)

Rybalko st., Minsk, 220033, Belarus, 26  
Tel.: +375 (17) 298 24 17, fax: +375 (17) 368 50 26  
e-mail: [fidmarshsales@nov.com](mailto:fidmarshsales@nov.com) website: [www.fidmarshnov.by](http://www.fidmarshnov.by)  
[www.fidmarshnov.ru](http://www.fidmarshnov.ru) [www.fidmarshnov.kz](http://www.fidmarshnov.kz)



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

**The 19<sup>th</sup> International Scientific and Practical Coiled Tubing,  
Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference**

При поддержке Министерства энергетики РФ



The Event is supported by the Ministry of Energy  
of the Russian Federation

**8–9 ноября 2018 года,  
Россия, Москва, гостиница «Новотель»  
(Пресненская наб., 2, ст. м. «Деловой центр»,  
«Выставочная»)**

**November 8–9, 2018  
Russia, Moscow, Novotel Moscow City Hotel  
(Presnenskaya emb. 2, "Delovoy Tsentr" /  
"Vystavochnaya" metro station)**

**Тематика:**

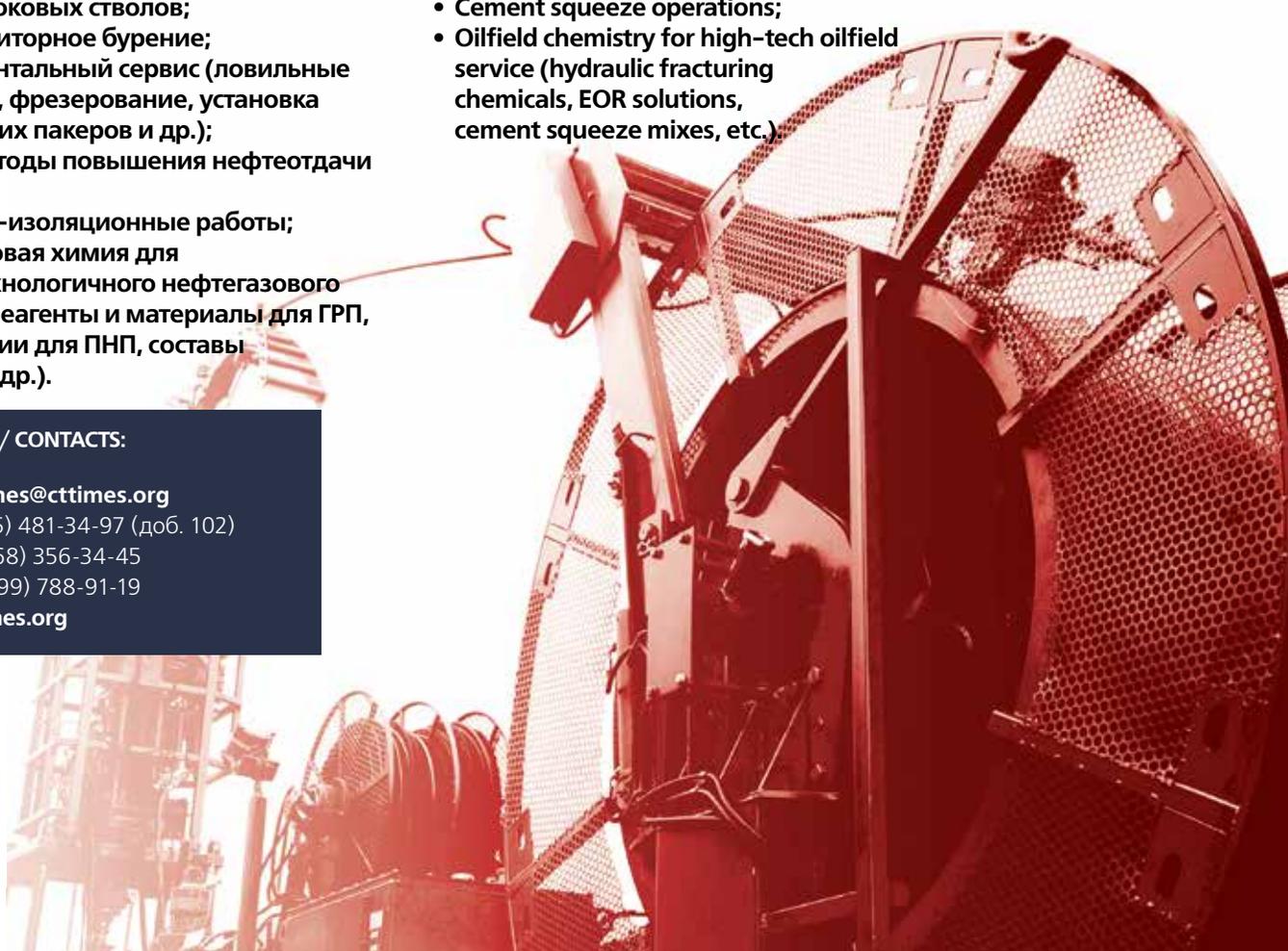
- Колтюбинговые технологии;
- Актуальные технологии ГРП (МГРП в горизонтальных скважинах, ГПП плюс ГРП, ГРП с азотом, использование колтюбинга при проведении ГРП, большеобъемные ГРП, КГРП плюс ГРП и др.);
- Кислотные обработки (в т.ч. матричные БСКО);
- Радиальное вскрытие пластов;
- Современные методы 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.).

**Conference topics:**

- Coiled tubing technologies;
- Latest hydraulic fracturing technologies (multistage fracturing in horizontal wells, fracturing plus hydraulic jet drilling, nitrogen fracturing, coiled tubing fracturing, large-volume fracturing, acid fracturing plus hydraulic fracturing, etc.);
- Acid Treatments (including matrix acidizing);
- Radial Drilling;
- 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 operations;
- Oilfield chemistry for high-tech oilfield service (hydraulic fracturing chemicals, EOR solutions, cement squeeze mixes, etc.)

**КОНТАКТЫ / CONTACTS:**

E-mail: [cttimes@cttimes.org](mailto:cttimes@cttimes.org)  
Тел. +7 (495) 481-34-97 (доб. 102)  
Моб. +7 (968) 356-34-45  
Факс: +7 (499) 788-91-19  
[www.cttimes.org](http://www.cttimes.org)



**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;

**Р.М. Ахметшин**, заместитель директора ООО «ТаграС-РемСервис» – начальник предприятия «АктюбинскРемСервис»;

**Ю.А. Балакиров**, д.т.н., профессор, академик Международной академии наук высшей школы;

**К.В. Бурдин**, к.т.н., главный инженер департамента по ремонту скважин с ГНКТ «Шлюмберже»;

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

**Д.В. Воробьев**, заместитель генерального директора по производству РУП «Производственное объединение «Белоруснефть»;

**Б.Г. Выдрик**, директор Некоммерческого партнерства «Центр развития кольтюбинговых технологий»;

**В.С. Войтенко**, д.т.н., профессор, академик РАЕН;

**Т. Грин**, старший сопредседатель Ассоциации специалистов по кольтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA), специалист по нефтегазовому делу;

**Н.А. Демяненко**, к.т.н., главный специалист Центра моделирования и мониторинга методов повышения нефтеотдачи пластов «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», филиал «КогалымНИПИнефть» (г. Тюмень);

**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;

**А.Я. Третьяк**, д.т.н., профессор, академик РАЕН, зав. кафедрой «Нефтегазовые техника и технологии» ЮРГТУ (НПИ);

**Е.Н. Шахов**, к.т.н., зам. генерального директора ООО «НПП «РосТЭКтехнологии»;

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

Главный научный консультант – **В.С. Войтенко**, д.т.н., профессор, академик РАЕН; научные консультанты – **Л.А. Магадова**, д.т.н., зам. директора Института промышленной химии РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина; **И.Я. Пирч**, 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.

**ИЗДАТЕЛЬ**

ООО «Время кольтюбинга»

**ЖУРНАЛ ПОДГОТОВЛЕН К ВЫПУСКУ**

редакцией журнала «Время кольтюбинга». Журналу предоставлено эксклюзивное право представлять материалы российского отделения Ассоциации специалистов по кольтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA-Россия)

**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.

**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;

**R. Akhmetshin**, Deputy Director of "TagraS-RemServis" – the Head of the Enterprise "AktubinskRemServis";

**Yu. Balakirov**, Doctor of Engineering, Professor, Member of the International Higher Education Academy of Sciences;

**H. Bulyka**, Editor-in-Chief;

**K. Burdin**, Doctor of Engineering, Coiled Tubing Geomarket Technical Engineer Schlumberger;

**R. Clarke**, Honorary Editor;

**N. Demyanenko**, Doctor of Engineering, Chief Specialist, EOR Methods Simulation and Monitoring Center, LUKOIL-Engineering LLC, KogalymNIPIneft, Tyumen;

**T. Green**, Petroleum Engineering Specialist, ICoTA International Sr. Chair;

**A. Korotchenko**, Director, InTech, LLC;

**A. Lapatsentava**, Director General, 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";

**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;

**D. Vorobiev**, Deputy Chief Operations Director at RUP Production Association Belarusneft;

**B. Vydrick**, Director, Nonprofit Partnership "Coiled Tubing Technologies Development Center";

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

**S. Zagranichny**, Director General, Trican Well Service, LLP, Kazakhstan.

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. Pirsch**, Director of CJSC Novinka; **H.B. Luft**, Professor, Senior Technical Advisor of Trican Well Service; **K. Newman**, Technical Director of NOV CTES; **A. Kustyshev**, Doctor of Engineering, Professor.

**PUBLISHER**

Coiled Tubing Times, LLC

**JOURNAL HAS BEEN PREPARED FOR PUBLICATION**

by Editorial Board of Coiled Tubing Times Journal. The Journal has an exclusive right to present materials of the Russian Chapter of ICoTA-Russia

**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.

## СЛОВО РЕДАКТОРА

Зима, долгая и холодная, сменилась весной, и всем нам на промыслах стало веселее – и тем, кто в Сибири, и тем, кто на Аляске. Год совершает свой новый привычный цикл, мы живем по его природным календарям. И одновременно по своим – деловым. Согласно нашему профессиональному календарю, весна – это время очередной конференции и выставки по кольтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам, которая пройдет в марте в Хьюстоне (штат Техас), а в апреле в Экспоцентре в Москве состоится выставка «Нефтегаз-2018» и Национальный нефтегазовый форум. Я рад, что журнал «Время кольтюбинга. Время ГРП» будет представлен на этих важнейших профессиональных мероприятиях по обе стороны Атлантики.

Если осень – время подводить итоги, то весна располагает к прогнозированию. Вот и новый номер журнала открывается анализом современного российского рынка кольтюбинга и, главное, прогнозом его развития на ближайшее десятилетие. Статья, подготовленная RPI Research & Consulting, озаглавлена оптимистично: «Время новых возможностей». В ней отмечено, что «рынок кольтюбинга остается одним из наиболее динамичных сегментов рынка нефтепромыслового сервиса. Отражением этой тенденции является рост количества установок ГНКТ за последние 10 лет примерно в три раза». Еще одна цитата: «Ожидается рост «high-cost» сегмента, и прежде всего это будет связано с ростом операций бурения с ГНКТ». Я несказанно рад такому прогнозу, потому что являюсь приверженцем кольтюбингового бурения и всячески пропагандирую возможности этой прорывной (во всех смыслах) технологии! Ее распространению в России, несомненно, поспособствует локализация здесь производства качественной ГНКТ большого диаметра, которую в числе заявленного широкого ассортимента своей продукции будет выпускать новое предприятие, открытое в Тульской области.

Этому знаменательному событию – открытию нового предприятия компании «Энгельсспецтрубмаш» (ESTM) – посвящен ряд материалов выпуска. Особо советую ознакомиться с фоторепортажем, который мы разместили на страницах, традиционно даримых «Красоте месторождений». В этот раз там предстает красота торжества события. Впечатляйтесь!

Поддержало содержание выпуска и вторую часть названия журнала. «Время ГРП» представлено богатым опытом применения этой технологии в компании «Белоруснефть» – победителе в номинации «Лучшая независимая сервисная компания в области проведения ГРП в России» специальной премии Intervention Technology Award, учрежденной ICoTA-Россия. Также обращаю ваше внимание на статью «Использование совмещенной технологии «кислота – проппант» на карбонатных отложениях при проведении ГРП», представленную компанией «ТаграС-РемСервис», и на публикацию «Химические реагенты для ГРП. Разработки РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина».

И в заключение самое приятное. От всего сердца поздравляю нашего коллегу, старейшего и самого активного члена редакционного совета журнала, профессора Юрия Айрапетовича Балакирова с 90-летием! Жизненный и профессиональный путь этого замечательного человека – яркий пример и ориентир для всех нас!

Рон Кларк



## EDITORIAL

A long and cold winter has given way to spring and we have cheered up here on sites, whether in Siberia or in Alaska. Year after year, we follow this cycle planning our life in accordance with Nature's calendar. And our business calendars as well. It is in our professional calendar that spring is defined as time for another exhibition in the framework of the Coiled Tubing & Well Intervention Conference to be held in March in Houston (Texas), while the Moscow Exhibition Centre will house Neftegas-2018 Exhibition and the National Oil and Gas Forum in April. I am happy that Coiled Tubing Times will be represented at these major professional events on both sides of the Atlantic.

While autumn reviews the results, spring makes forecasts. That is why the new issue of the journal gives its opening pages to the analysis of the current Russian coiled tubing market and, what is more important, to its development forecast for the coming decade. The article prepared by RPI Research & Consulting is optimistically entitled It's Time for New Opportunities. It reads, "the coiled tubing remains one of the most dynamic segments of oilfield service market. This trend reveals itself in the number of coiled tubing units which increased threefold over the recent ten years". It also says, "The "high-cost" segment is expected to grow, primarily due to the increase in drilling operations with coiled tubing". Being a loyal supporter of coiled tubing drilling who never fails to promote this breakthrough (in all meanings) technology, I am delighted by this forecast! The expansion of the technology in Russia will undoubtedly benefit from the local production facilities of a new enterprise put into operation in Tula Region which included high-quality large-diameter coiled tubing in its extensive product line.

Launching of such enterprise by the ESTM Company (ESTM) is a landmark event which is highlighted throughout the issue. Don't miss the photo report which occupies the pages traditionally devoted to the Beauty of Oilfields. This time we give you an opportunity to enjoy the splendor of the opening ceremony. Find yourself impressed!

The second part of the name of the journal also finds support in the issue. Hydraulic Fracturing Time provides insight into the extensive background which Belorusneft has in the application of this technology, the company being declared the winner in the category "Best independent service company in the sphere of hydraulic fracturing operations in Russia" and the holder of the special Intervention Technology Award introduced by ICoTA-Russia. Another two articles to focus on are Application of Integrated "Acid – Proppant" Technology in Carbonate Reservoirs During Hydraulic Fracturing Operations written by TagraS-RemService Company and Chemical Agents for Hydraulic Fracturing. Developments of Gubkin RSU of Oil and Gas.

And finally – an icing on the birthday cake. My heartiest congratulations to our colleague, the veteran of the editorial board and its most active member, Professor Yuri Ajrapetovich Balakirov who turned 90! The path of life and the professional achievements of this remarkable man is a stunning example for all of us to look up to and follow!

Ron Clarke

## ПЕРСПЕКТИВЫ

**6** **Вадим Кравец**  
Время новых  
возможностей

**14** Качественная ГНКТ  
российского производства  
уже на рынке!

**18** **Денис Закружный**  
ГРП в компании  
«Белоруснефть»

## РЕГИОН: УКРАИНА

**26** Компания «Укргаздобыча»  
и сервисные компании  
обговорили перспективы  
развития рынка  
колтюбинга в Украине

**27** «Укргаздобыча» оценивает  
эффект от проведенных  
в 2017 году операций  
колтюбинга  
в 157 млн куб. м газа

## ТЕХНОЛОГИИ

**30** **М.В. Фадеев**  
Использование  
совмещенной  
технологии «кислота –  
пропант» на карбонатных  
отложениях при  
проведении ГРП

**36** Тезисы докладов,  
представленных на  
18-й Международной  
научно-практической  
конференции  
«Колтюбинговые  
технологии, ГРП,  
внутрискважинные  
работы»

## ПРАКТИКА

**54** Тренд должен задаваться  
заказчиком  
(Беседа с **Ф.В. Беляевым**,  
генеральным директором  
ООО УК «Норд-Система»)

## НЕФТЕПРОМЫСЛОВАЯ ХИМИЯ

**60** **М.А. Силин, Л.А. Магадова,  
Д.Н. Малкин, П.К. Крисанова,  
С.А. Бородин**  
Химические реагенты для  
ГРП. Разработки РГУ нефти  
и газа им. И.М. Губкина

**65** **Новый член  
редакционного  
совета**

## ОБОРУДОВАНИЕ

**66** Мы будем стремиться  
выпускать ГНКТ  
высочайшего качества  
(Беседа с **Р.Р. Салдеевым**,  
директором по продажам  
ООО «ЭСТМ»)

## КОЛОНКА ЧЛЕНА РЕДАКЦИОННОГО СОВЕТА

**74** **Ю.А. Балакиров**  
Калейдоскоп экспрес-  
мини-технологий  
и рекомендаций  
для улучшения  
работы нефтяных  
и газовых скважин  
без вмешательства  
бригад подземного и  
капитального ремонта  
скважин

## ЮБИЛЕЙ

**76** Юрию Айрапетовичу  
Балакирову – 90!

**78** **Конференции  
и выставки**

**84** **Анкета «Времени  
колтюбинга»**

**90** **Событие**

PROSPECTS

**6** **Vadim Kravets**  
It's Time for New Opportunities

**14** Highest Quality CT Made in Russia Now

**18** **Denis Zakrzhny**  
Hydraulic Fracturing in Belorusneft

REGION: UKRAINE

**26** The Company Ukrgezdoobycha and Service Companies Have Discussed Prospects of Development of Coiled Tubing Market in Ukraine

**27** Ukrgezdoobycha Assesses the Effect of Those Conducted in 2017. Coiled Tubing Operations of 157 Million Cubic Meters of Gas

TECHNOLOGIES

**30** **M. Fadeev**  
Application of Integrated "Acid – Proppant" Technology in Carbonate Reservoirs During Hydraulic Fracturing Operations

**36** Proceedings of the 18<sup>th</sup> International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference

PRACTICE

**54** Trend Should Be Set by the Customer (Interview with **Philip Belyaev**, chief executive officer at UK Nord-Sistema)

OILFIELD CHEMISTRY

**60** **M. Silin, L. Magadova, D. Malkin, P. Krisanova, A. Borodin**  
Chemical Agents for Hydraulic Fracturing. Developments of Gubkin RSU of Oil and Gas

**65** **New Member of the Editorial Board**

EQUIPMENT

**66** We Aim at Manufacturing the CT of the Highest Quality (Interview with **Ruslan Saldeev**, Director of Sales, ESTM)

JUBILEE

**76** Yuri Ajrapetovich Balakirov Turned 90!

**84** **Coiled Tubing Times Questionnaire**

**90** **Event**



# Время новых возможностей

## It's Time for New Opportunities

Вадим КРАВЕЦ, ведущий аналитик, RPI Research & Consulting

Vadim KRAVETS, Leading analyst, RPI Research & Consulting

*В мае 2017 года Российская Федерация продлила Венские соглашения о сдерживании добычи нефти. Согласно подписанным документам, объем ее добычи в 2017 году составил 546,8 млн тонн – на 0,1% меньше, чем в 2016 году.*

*Казалось бы, меры по сдерживанию добычи могли привести к уменьшению объемов эксплуатационного бурения в стране. Но этого не произошло. По данным ЦДУТЭК, за девять месяцев прошлого года суммарный объем проходки в эксплуатационном бурении не только не снизился, но, наоборот, возрос по сравнению с предыдущим годом примерно на 10%. Эта довольно странная тенденция стала следствием продолжающегося процесса истощения старых месторождений в Западной Сибири и Волго-Уральском регионе, когда прирост объемов бурения во многих случаях не только не приводит к росту добычи, но зачастую сопровождается ее снижением. В результате вынужденный прирост объемов бурения, который с большой степенью вероятности продолжится в ближайшей перспективе, а как следствие – и увеличение количества операций ГРП, может стать локомотивом роста коiled tubing рынка.*

Как следует из данных ЦДУТЭК, на старых истощающихся месторождениях в традиционных регионах нефтедобычи эксплуатационное бурение уже не позволяет само по себе эффективно поддерживать или наращивать объем добычи нефти. Например, в течение 2014–2016 годов в «РН-Ставропольнефтегазе» объем проходки вырос на 21,4%, а объем добычи – на 7,8%, в «РН-Варьганнефтегазе» рост бурения на 25,8% привел к увеличению добычи лишь на 1,9%, в «РН-Пурнефтегазе» проходка выросла на 96,8%, а добыча сократилась на 13,2%, в «РН-Юганскнефтегазе» увеличение проходки на 136,9% сопровождалось падением добычи на 1,3%.

В этих условиях компании вынуждены для

*In May 2017, the Russian Federation extended the Vienna agreement to cut oil output. According to the signed documents, its production in 2017 amounted to 546.8 million tons – 0.1% less than in 2016. It would seem that measures to curb production could lead to a reduction in the volume of production drilling in the country. But that did not happen. According to the data of the Central Dispatch Office of the Fuel and Energy Complex (CDU TEK) for the nine months of last year, the total volume of penetration in production drilling has, conversely, increased by about 10% compared to the previous year. This rather strange trend was a*

*consequence of the continuing process of depletion of old deposits in Western Siberia and the Volga-Ural region, where the increase in drilling volumes in many cases not only does not lead to an increase in production, but in many cases is accompanied by a decrease. As a result, the forced increase in drilling volumes, which is likely to continue in the short term, and, as a consequence, the increase in the number of hydraulic fracturing operations, can become the main force for the growth of the coiled tubing market.*



As follows from the data of the CDU TEK, in the old depleted fields in traditional regions of oil production, operational drilling itself does not

allow to effectively maintain or increase the volume of oil production. Let us say, during 2014–2016 in RN-Stavropolneftegaz, the amount of penetration grew by 21.4%, and the volume of production by 7.8%, while in RN-Varioganneftegaz, drilling growth of 25.8% resulted in an increase in production only by 1.9%, in RN-Purneфтегазе, the sinking grew by 96.8%, while production decreased by 13.2%, in RN-Yuganskneftegaz, the increase in penetration by 136.9% was accompanied by a drop in production by 1.3%.

Under these conditions, companies are forced to use all available methods of enhanced oil recovery (EOR) and well stimulation at the existing level, and to increase the number of major workover operations.

These include horizontal drilling, sidetracking (incl. horizontal wellbores), hydraulic fracturing (including increasing volumes of multi-stage fracturing), hydrochloric acid treatments of the bottomhole well zone, etc. Under current conditions, this will inevitably lead to an increasingly frequent application of progressive coiled tubing technologies.

### THE MARKET IS GROWING

As a consequence, the coiled tubing market remains one of the most dynamic segments of the oilfield service market. A reflection of this trend is, in particular, an increase in the number of coiled tubing units over the past 10 years, by three times, accompanied by a faster growth in the number of operations.

Currently, the application of coiled tubing on the

поддержания объемов добычи хотя бы на существующем уровне применять все доступные методы повышения нефтеотдачи пластов (ПНП) и интенсификации добычи (ИД), а также наращивать число операций капитального ремонта скважин (КРС).

В их число входят горизонтальное бурение, зарезка боковых, в том числе горизонтальных, стволов, гидроразрыв пласта (включая все большие объемы многостадийных ГРП), солянокислотные обработки призабойной зоны скважин и т.д. Это в нынешних условиях неизбежно приведет ко все более частому применению прогрессивных колтюбинговых технологий.

## РЫНОК РАСТЕТ

Как следствие, рынок колтюбинга остается

одним из наиболее динамичных сегментов рынка нефтепромыслового сервиса. Отражением этой тенденции является, в частности, рост количества установок ГНКТ за последние 10 лет примерно в три раза, сопровождающийся опережающим ростом числа операций.

В настоящее время применение колтюбинга на российском рынке во многом сфокусировано на освоении скважин после ГРП и ЗБС, обработке призабойной зоны (ОПЗ) и ряде видов КРС, проведении ГРП и многостадийного ГРП (МГРП) на новых скважинах. Использование ГНКТ в других сегментах является достаточно ограниченным (за исключением «Сургутнефтегаза»), что особенно заметно в сравнении с международным опытом, в первую очередь в США и Канаде.

Востребованность колтюбинга подтверждается увеличением операций с ГНКТ и появлением новых подрядчиков на отечественном рынке колтюбинга. Наряду с этим наблюдается трансформация состава услуг, так как структура ввода скважин дрейфует в сторону сложных многозонных заканчиваний. В результате сфера применения колтюбинга расширяется за счет использования внутрискважинных приборов и инструментов для заканчивания скважин, спуска забойных двигателей и т.д.

В 2016 году и в первой половине 2017 года рынок колтюбинга формировался под воздействием

**Рынок колтюбинга остается одним из наиболее динамичных сегментов рынка нефтепромыслового сервиса. Отражением этой тенденции является рост количества установок ГНКТ за последние 10 лет примерно в три раза.**

**The coiled tubing market remains one of the most dynamic segments of the oilfield service market. A reflection of this trend is an increase in the number of coiled tubing units over the past 10 years, by three times.**

**Наблюдается трансформация состава услуг, так как структура ввода скважин дрейфует в сторону сложных многозонных заканчиваний.**

**There is a transformation of the service mix, as the structure of well input drifts toward complex multi-zone completions.**

Russian market is largely focused on the development of wells after fracturing and side-tracking, treatment of the bottomhole zone and a number of types of major workover, hydraulic fracturing and multi-stage hydraulic fracturing at new wells. The use of coiled tubing in other segments is rather limited (with the exception of Surgutneftegaz), which is especially noticeable in comparison with international experience, primarily in the USA and Canada.

The demand for coiled tubing is confirmed by an increase in CT operations and the emergence of new contractors in the domestic coiled tubing market. Along with this, there is a transformation of the service mix, as the structure of well input drifts toward

complex multi-zone completions. As a result, the field of application of coiled tubing extends due to the use of downhole tools and tools for completing wells, lowering mud motors, etc.

In 2016 and in the first half of 2017, the coiled tubing market was formed under the influence of the following factors:

- Maintaining and strengthening the position of coiled tubing in those segments where coiled tubing due to technological advantages has proved to be an important factor in increasing operational efficiency, in particular, in the well development and major workover;
- Complication of well design and development of new oilfield service technologies using coiled tubing - this led to an expansion of coiled tubing application;
- Increase in the fund of horizontal wells and operations on it;
- At the same time, the relatively high cost of coiled tubing services and a certain dependence on imported components acted as a limiting factor.

## THE GROWTH EXISTED, EXISTS AND WILL EXIST

The analysis has shown that during 2010–2016 the number of operations using coiled tubing increased by 63%, from 10.1 thousand in 2010 to 16.3 thousand per year in 2016 (see Figure 1). At the same time, the major part of the work was accounted for by such operations as bottomhole treatment, development of newly drilled wells and hydraulic fracturing. The main driver for the growth of coiled tubing operations in Russia was the operations of the hydraulic fracturing / multi-stage hydraulic fracturing in new wells (operations using coiled tubing under hydraulic fracturing increased by 14%, MSHF – by 44% compared to 2015), positive growth in CT operations was also observed in the conduct of side-tracking and bottomhole treatment (the cumulative share of these operations in the total coiled tubing market in 2016 was 43%).

следующих факторов:

- сохранения и укрепления позиции ГНКТ в тех сегментах, где колтюбинг за счет технологических преимуществ зарекомендовал себя как важный фактор повышения операционной эффективности, в частности, при освоении и КРС;
- усложнения конструкции скважин и развитие новых нефтесервисных технологий с использованием ГНКТ – это привело к расширению применения колтюбинга;
- увеличения фонда горизонтальных скважин и операций на нем;
- при этом в качестве ограничительного фактора выступили относительно высокая стоимость колтюбинговых услуг и определенная зависимость от импортных комплектующих.

### РОСТ БЫЛ, ЕСТЬ И БУДЕТ

Как показал анализ, в течение 2010–2016 годов количество операций с применением колтюбинга выросло на 63%, с 10,1 тыс. в 2010 году до 16,3 тыс. в год в 2016 году (рис. 1). При этом основная доля работ приходилась на такие операции, как ОПЗ, освоение вновь пробуренных скважин и ГРП. Главным драйвером роста колтюбинговых операций в России выступили операции ГРП/МГРП на новых скважинах (операции с применением ГНКТ при ГРП выросли на 14%, МГРП – на 44% в сравнении с 2015 годом), положительный рост операций с ГНКТ также наблюдался при проведении ЗБС и ОПЗ (совокупная доля этих операций в общем рынке колтюбинга в 2016 году составила 43%).

В 2016 году наиболее востребованными были следующие операции с использованием ГНКТ (рис. 2):



**Рисунок 1 – Годовой объем операций колтюбинга в РФ, 2007–2016 годы, тыс. ед.**  
**Figure 1 – The annual volume of coiled tubing operations in Russia, 2007–2016, thousand units**

- ОПЗ – 40% от общего количества операций колтюбинга (6,5 тыс. операций);

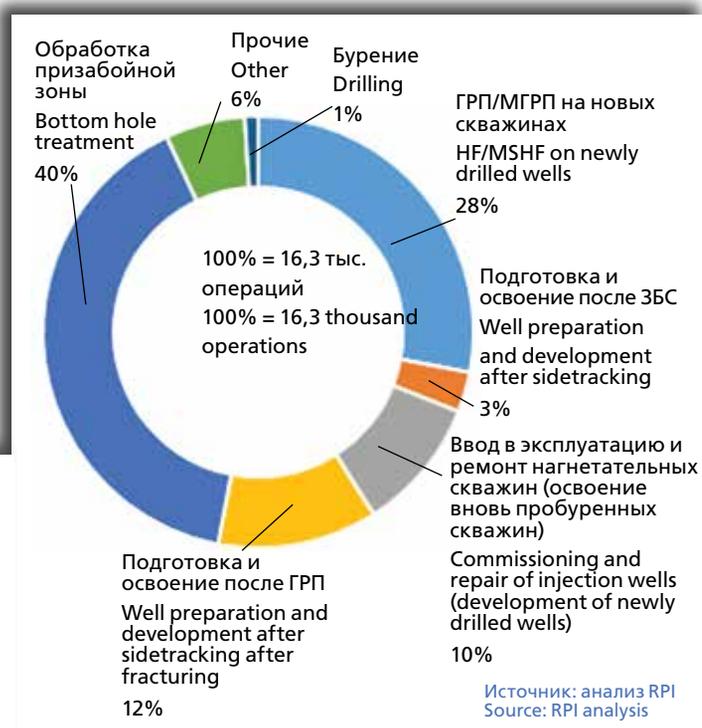
### Главным драйвером роста колтюбинговых операций в России выступили операции ГРП/МГРП на новых скважинах.

The main driver for the growth of coiled tubing operations in Russia was the operations of the hydraulic fracturing / multi-stage hydraulic fracturing in new wells.

In 2016, the following operations using coiled tubing were the most in demand (Figure 2):

- bottom hole treatment – 40% of the total number of coiled tubing operations (6,5 thousand operations);
- hydraulic fracturing and MSHF operations – in aggregate 28% (4,6 thousand operations);
- commissioning and repair of injection wells (development of newly drilled wells) – 10% (1,6 thousand operations);
- preparation and development after sidetracking – 4% (0,7 thousand operations);
- drilling with coiled tubing (sidetracking, drilling in) – 1% (0.2 thousand operations).

As of 2016, the key regions for the application of coiled tubing were Western Siberia (77% of all operations in the Russian Federation) and the Volga-Ural (18%) (see Figure 3). This is due to the growing number of wells in the fields in the late stages of operation, where sidetracking and fracturing are being carried out to a greater degree.



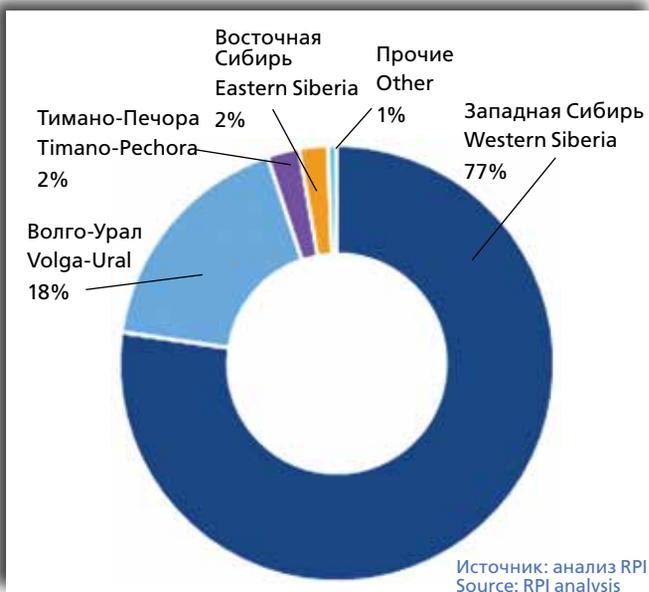
**Рисунок 2 – Доля отдельных видов операций колтюбинга в 2016 году, %**  
**Figure 2 – The share of certain types of coiled tubing operations in 2016, %**

### THERE IS MORE AND MORE MONEY IN THE MARKET

During 2007–2016 the cost of work with the use of coiled tubing in Russia increased annually. The average annual growth rate was 23%. The increase in prices is associated with the use of more expensive equipment, the expansion of the nomenclature of the

- операции ГРП и МГРП – в совокупности 28% (4,6 тыс. операций);
- ввод в эксплуатацию и ремонт нагнетательных скважин (освоение вновь пробуренных скважин) – 10% (1,6 тыс. операций);
- подготовка и освоение после ЗБС – 4% (0,7 тыс. операций);
- бурение с ГНКТ (бурение боковых стволов, вскрытие продуктивного пласта) – 1% (0,2 тыс. операций).

По состоянию на 2016 год ключевыми регионами по применению колтюбинга являлись Западная Сибирь (77% от всех операций в РФ) и Волго-Урал (18%) (рис. 3). Это обусловлено растущим количеством скважин на месторождениях на поздних стадиях эксплуатации, на которых в большей степени проводятся операции по бурению боковых стволов и гидроразрыва пласта.



**Рисунок 3 – Доля проведенных операций колтюбинга в регионах РФ в 2016 году, % от суммарного количества операций**  
**Рисунок 3 – The share of spent coiled tubing operations in the regions of the Russian Federation in 2016, % of the total number of operations**

**ДЕНЕГ НА РЫНКЕ СТАНОВИТСЯ БОЛЬШЕ**

В течение 2007–2016 годов стоимость работ с применением ГНКТ в России ежегодно увеличивалась. Среднегодовые темпы роста составляли 23%. Рост цен связан с применением более дорогостоящего оборудования, расширением номенклатуры применения колтюбинга, которое вызвано усложнением профиля скважин, увеличением глубин, длин бокового и горизонтального стволов, интервалов работы с телеметрическими системами и прочими факторами, которые вели к росту себестоимости, а также с инфляцией, приведшей к удорожанию комплектующих для проведения операций с ГНКТ.

**Самый дорогой сегмент операций с ГНКТ – операции ГРП, включая МГРП, на новых скважинах.**

**The most expensive segment of CT operations is fracturing operations, including MSHF, on the newly developed wells.**

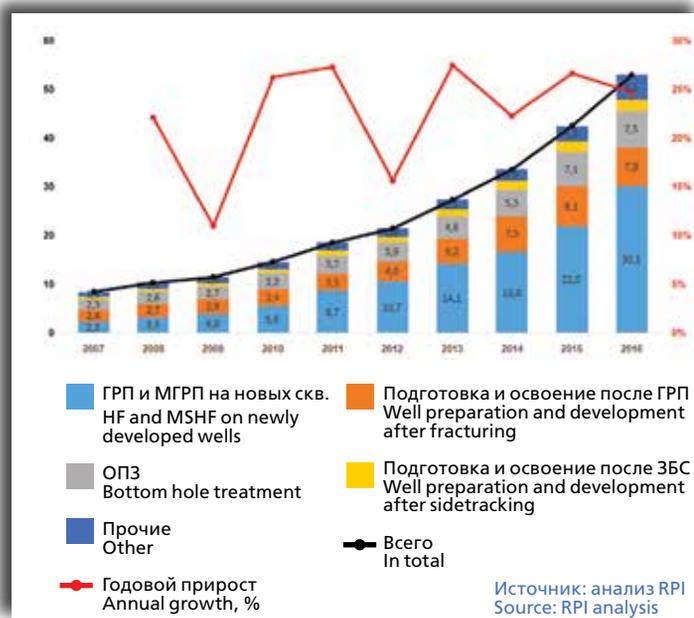
application of coiled tubing, which is caused by the complication of the profile of the wells, the increase in the depths, the lengths of lateral and horizontal wells, the intervals with telemetry systems and other factors that led to an increase in production costs, as

well as the inflation that led to a rise in the cost of components for operations with coiled tubing.

In 2016, the volume of the market for coiled tubing services in monetary terms amounted to 53.0 billion rubles. (Figure 4), the annual increase in market volume in monetary terms increased by 25% compared to 2015. In comparison with 2015, annual growth was reduced by 1% (in 2015 it was equal to 26%), despite the increase in the number of transactions. The slowdown is caused by the emergence of a large number of new companies providing coiled tubing services, which, in order to increase their competitiveness, reduce the prices for services.

The most expensive segment of CT operations is fracturing operations, including MSHF, on the newly developed wells, the volume of which reached 30.1 billion rubles. (57%). The total volume of operations with CT during major workover amounted to 21.2 billion rubles. (38%). The most costly coiled tubing segments in hydraulic fracturing were:

- bottom hole treatment – 7.9 billion rubles. (14.9%);
- well preparation and development after fracturing – 7.5 billion rubles. (14%);



**Рисунок 4 – Годовой объем рынка колтюбинга в 2007–2016 годах в денежном выражении, млрд руб.**  
**Figure 4 – The annual volume of the coiled tubing market in 2007–2016 in monetary terms, billion rubles**

В 2016 году объем рынка колтюбинговых услуг в денежном выражении составил 53,0 млрд руб. (рис. 4), годовой прирост объема рынка в денежном выражении увеличился на 25% по отношению к 2015 году. В сравнении с 2015 годом годовой прирост был снижен на 1% (в 2015 году он был равен 26%), несмотря на увеличение количества операций. Замедление роста вызвано появлением большого количества новых компаний, оказывающих услуги колтюбинга, которые для повышения своей конкурентоспособности снижают цены на услуги.

Самый дорогой сегмент операций с ГНКТ – операции ГРП, включая МГРП, на новых скважинах, объем которого достиг 30,1 млрд руб. (57%). Совокупный объем операций с ГНКТ при КРС составил 21,2 млрд руб. (38%). При этом наиболее дорогостоящими сегментами колтюбинга при КРС являлись:

- ОПЗ – 7,9 млрд руб. (14,9%);
- подготовка и освоение после ГРП – 7,5 млрд руб. (14%);
- ЗБС (подготовка к ЗБС и освоение после ЗБС) – 2,3 млрд руб. (4%).

## ПЕРСПЕКТИВЫ ЗАМАНЧИВЫЕ

Наибольшие перспективы развития рынок колтюбинга имеет в тех сегментах нефтесервиса, где прогнозируется устойчивый рост: это – горизонтальный фонд, включая боковые горизонтальные стволы, операции МГРП, ЗБС, ГИС, шельфовые проекты. Рынок обладает значительным потенциалом роста к 2027 году как в денежном выражении, так и в физическом.

Анализ показывает, что в среднесрочной перспективе произойдут значительные изменения структуры рынка колтюбинга. Ожидается рост «high-cost» сегмента, и прежде всего это будет связано с ростом операций бурения с ГНКТ (бурение боковых стволов и вскрытие продуктивного пласта), сопровождением многостадийных ГРП и пр. Увеличение объемов горизонтального бурения повлечет за собой рост числа операций при освоении скважин, ГИС на колтюбинге, а также применение новых технологий ПНП, проведение которых обязательно сопровождается использованием «гибкой трубы».

Количество операций к 2027 году вырастет на 63% (рис. 5). Локальные пиковые значения количества операций будут достигнуты в 2019 и 2023 годах – в период ввода крупных месторождений в Большехетской впадине, Эвенкии и на юге полуострова Ямал. В 2024–2027 годах будет отмечаться умеренный рост, что станет следствием все более широкого использования операций колтюбинга при КРС в сочетании с увеличением числа операций ЗБС с целью повышения дебита старых скважин.

- sidetracking (preparation for sidetracking and development after sidetracking) – 2.3 billion rubles. (4%).

## PROSPECTS ARE TEMPTING

The coiled tubing market has the greatest prospects for development in those segments of the oilfield service where stable growth is projected: it is a horizontal well fund, including lateral horizontal wells, operations of the MSHF, sidetracking, production well logging, offshore projects. The market has a significant growth potential by 2027, both in monetary terms and in physical terms.

The analysis shows that in the medium term there will be significant changes in the structure of the coiled tubing market. The "high-cost" segment is expected to grow, primarily due to the increase in drilling operations with coiled tubing (sidetracking

and drilling in), support for multi-stage hydraulic fracturing, etc. Increasing the volume of horizontal drilling will result in an increase in the number of operations for the development of wells, well logging on coiled tubing, as well as the application of new EOR technologies, the conduct of which is necessarily accompanied by the use of a "coiled tubing".

The number of operations by 2027 will increase by 63% (see Figure 5). Local peak values of the number of operations will be achieved in 2019 and 2023 – at the time of the commissioning of large deposits in the Bolshekhetskaya Depression, Evenkia and in the south of the Yamal Peninsula. In 2024–2027, there will be a moderate increase, which will be the result of the increasing use of coiled tubing operations in major workover, combined with an increase in the number of operations of sidetracking with the aim of increasing the flow rate of old wells.

In the medium term, the range of oilfield services with the use of coiled tubing will increase. It is predicted that such technologies as hydro-sand-blast perforation during multi-stage hydraulic fracturing, drilling outmulti-stage hydraulic fracturing ports, acid fracturing, depletion completion, testing of horizontal wells for inflow, well-logging operations in horizontal wellbores will be widely used.

The increase in the volume of horizontal drilling will lead to an increase in the number of operations for testing the inflow and well logging operations for coiled tubing. As the drilling volumes of low-yield wells increases, the number of completion operations

Ожидается рост «high-cost» сегмента, и прежде всего это будет связано с ростом операций бурения с ГНКТ.

The "high-cost" segment is expected to grow, primarily due to the increase in drilling operations with coiled tubing.

Рост объемов горизонтального бурения приведет к росту числа операций по испытанию на приток и ГИС на колтюбинге.

The increase in the volume of horizontal drilling will lead to an increase in the number of operations for testing the inflow and well logging operations for coiled tubing.

В среднесрочной перспективе увеличится номенклатура нефтесервисных операций с использованием ГНКТ. Прогнозируется, что широкое распространение получат такие технологии, как ГПП при многостадийном ГРП, разбуривание портов многостадийного ГРП, кислотный разрыв пласта, заканчивание на депрессии, испытание горизонтальных скважин на приток, геофизические исследования горизонтальных стволов многоствольных скважин.

Рост объемов горизонтального бурения приведет к росту числа операций по испытанию на приток и ГИС на колтюбинге. По мере роста объемов бурения малодебитных скважин будет расти количество операций по заканчиванию на депрессии. С усложнением систем заканчивания горизонтальных скважин будет возрастать потребность в новых методах проведения ремонтов с применением ГНКТ на различных этапах строительства и освоения скважин.

Весьма вероятно, что с увеличением длины горизонтальных участков актуальным станет использование ГНКТ с оптоволоконным кабелем. В связи с ростом средней глубины новых скважин будут высоко востребованы универсальные колтюбинговые установки тяжелого класса, позволяющие работать в скважинах глубиной до 5000 м.

Разработка шельфовых месторождений также может стать катализатором в использовании колтюбинговых

**В связи с ростом средней глубины новых скважин будут высоко востребованы универсальные колтюбинговые установки тяжелого класса, позволяющие работать в скважинах глубиной до 5000 м.**

**In connection with the growth of the average depth of new wells, universal coiled tubing units of heavy class will be in high demand, allowing to work in wells of depth up to 5000 m.**

on depression will increase. With the complication of completion systems for horizontal wells, there will be a growing need for new methods of carrying out repairs using coiled tubing at various stages of construction and development of wells.

It is very likely that with the increase in the length of horizontal sections, the use of coiled tubing with fiber optic cable will become topical. In connection with the growth of the average depth of new wells, universal coiled tubing units of heavy class will be in

high demand, allowing to work in wells of depth up to 5000 m.

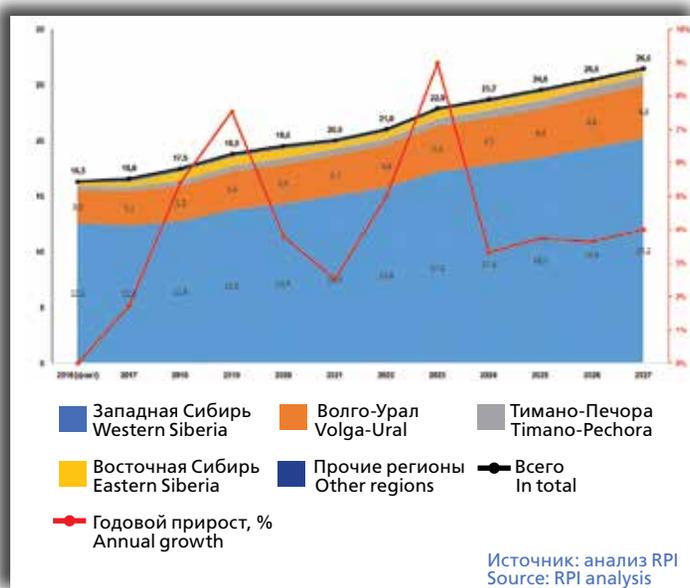
The development of offshore deposits can also become a catalyst in the use of coiled tubing units in block design, mounted on offshore platforms. In Russia there is already a similar experience in conducting operations with coiled tubing.

"LUKOIL-Nizhnevolzhskneft" conducted coiled tubing operations at the deposit named after

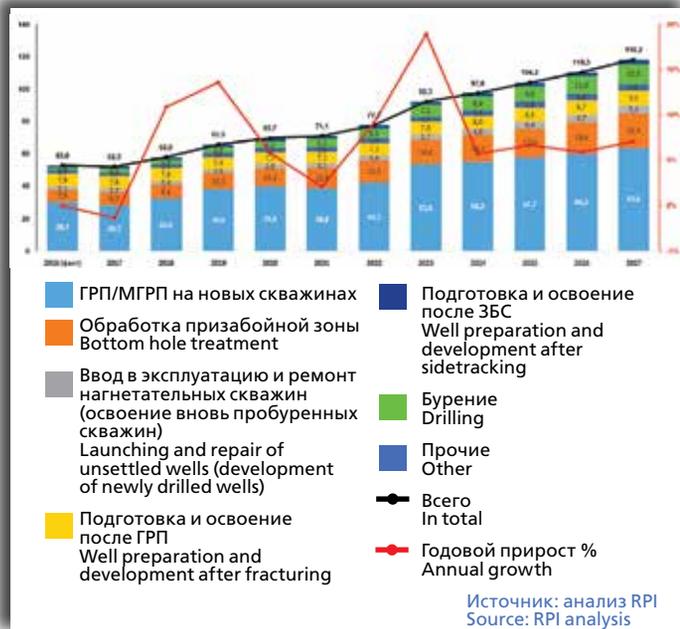
Korchagin in a horizontal well with length of more than 5000 m. Gazprom Neft Shelf plans to conduct works using coiled tubing in Arctic conditions from a platform in wells with horizontal sections from 850 to 1000 m and in wells up to 3000 m in depth

**Бурение с использованием ГНКТ будет занимать 10,5% рынка колтюбинга в 2027 году.**

**Drilling using coiled tubing will occupy 10.5% of the coiled tubing market in 2027.**



**Рисунок 5 – Прогноз операций колтюбинга в 2017–2027 годах, тыс. ед.**  
**Figure 5 – Forecast of coiled tubing operations in 2017–2027, thousand units**



**Рисунок 6 – Прогноз объема рынка колтюбинга в 2017–2027 годах, млрд руб.**  
**Figure 6 – Forecast of the volume of the coiled tubing market in 2017–2027, billion rubles**

установок в блочном исполнении, монтируемых на морских платформах. В России уже имеется подобный опыт проведения операций с ГНКТ.

«ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть» провела колтюбинговые операции на месторождении им. Ю. Корчагина в скважине с горизонтальным стволом протяженностью более 5000 м. «Газпром нефть шельф» планирует проведение работ с использованием колтюбинга в условиях Арктики с платформы на скважинах с горизонтальными участками от 850 до 1000 м и на скважинах глубиной до 3000 м по вертикали с отходами на дальние участки до 7000 м.

Согласно прогнозу, среднегодовой рост рынка колтюбинга в денежном выражении составит 9% (рис. 6). Рост обусловлен увеличением количества операций, себестоимости отдельных операций в связи с повышением технологической сложности, также на стоимость услуг будет оказывать влияние уровень инфляции. В связи с локализацией производства гибких труб возможно небольшое сдерживание стоимости операций КРС с ГНКТ, что позволит сделать колтюбинг при КРС более конкурентоспособным в сравнении с традиционными операциями КРС. Самыми дорогими операциями станут МГРП и ГРП с использованием ГНКТ, где стоимость сервиса ГНКТ в отдельных случаях может превышать 20 млн рублей за операцию. Бурение с использованием ГНКТ будет занимать 10,5% рынка колтюбинга в 2027 году из-за небольшого количества данных операций и высокой стоимости. Высокая доля операций ОПЗ в общем объеме рынка в денежном выражении объясняется прежде всего большим объемом проводимых операций при относительно низкой (в сравнении с ГНКТ при ГРП или бурении) стоимости.

Все перечисленные тенденции свидетельствуют о том, что рынок колтюбинга в среднесрочной перспективе способен претерпеть значительные изменения, в первую очередь в технологическом плане. В этих условиях для компаний, работающих на нем, важно оказаться готовыми к новым реалиям, своевременно повысив свою конкурентоспособность, тем более что перспективы их ждут достаточно благоприятные. ☉

with waste on the long sections up to 7000 m.

According to the forecast, the average annual growth of the coiled tubing market in monetary terms will be 9% (see Figure 6). The growth is due to the increase in the number of transactions, the cost of individual

**Рынок колтюбинга в среднесрочной перспективе способен претерпеть значительные изменения, в первую очередь в технологическом плане.**

**The coiled tubing market in the medium term is likely to undergo significant changes, primarily in terms of technology.**

operations due to the increase in technological complexity, and the cost of services will be influenced by the level of inflation. In connection with the localization of the production of coiled tubing, there may be a slight deterrence in the cost of major workover operations from coiled tubing, which will make coiled tubing in major workover more competitive in comparison with traditional major workover operations. The most expensive operations will be MSHF and hydraulic fracturing with the use of coiled tubing, where the cost of CT service in certain

**Согласно прогнозу, среднегодовой рост рынка колтюбинга в денежном выражении составит 9%.**

**According to the forecast, the average annual growth of the coiled tubing market in monetary terms will be 9%.**

cases may exceed 20 million rubles per operation. Drilling using coiled tubing will occupy 10.5% of the coiled tubing market in 2027 due to the small number of these operations and high costs. The high share of bottom hole treatment operations in the total

market volume in terms of money is primarily due to the large volume of operations performed, with a relatively low cost (in comparison with coiled tubing in fracturing or drilling).

All of the above trends indicate that the coiled tubing market in the medium term is likely to undergo significant changes, primarily in terms of technology. In these conditions for companies working on it, it is important to be ready for new realities, improving their competitiveness in a timely manner, especially since their prospects are quite favorable. ☉

**Аналитический отчет «Российский рынок колтюбинга» выпущен компанией RPI.**

**По вопросам, связанным со статьей и отчетом, обращайтесь по телефонам:**

**+7 (495) 502-54-33, +7 (495) 778-93-32, e-mail: [research@rpi-research.com](mailto:research@rpi-research.com)**

**The analytical report "Russian Coiled Tubing Market" was released by RPI.**

**For questions related to the article and the report, please call:**

**+7 (495) 502-54-33, +7 (495) 778-93-32, e-mail: [research@rpi-research.com](mailto:research@rpi-research.com)**

**[www.rpi-consult.ru](http://www.rpi-consult.ru)**



XV МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

18 мая, Москва, «Балчуг Кемпински»

# ОСВОЕНИЕ ШЕЛЬФА РОССИИ И СНГ 2018

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ



ОРГАНИЗАТОР



[www.rpi-conferences.com](http://www.rpi-conferences.com)

СПОНСОРЫ



ПРИ ПОДДЕРЖКЕ



**СПЕЦИАЛЬНЫЙ ФОКУС В 2018!**

**ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ШЕЛЬФОВЫХ ПРОЕКТОВ В УСЛОВИЯХ СЛОЖИВШЕЙСЯ ЦЕНОВОЙ КОНЬЮНКТУРЫ**



Государственные и корпоративные планы по развитию оффшорных проектов и созданию сопутствующей инфраструктуры



Освоение шельфа южных, арктических и дальневосточных морей: перспективы нефтегазоносности месторождений, опыт реализации проектов, проблемы и пути их решения



4 года санкций для нефтегазовой отрасли РФ – первые итоги импортозамещения. Оборудование и технологические решения для реализации шельфовых нефтегазовых проектов



Экономические и нормативно-правовые аспекты освоения месторождений на шельфе РФ. Как достичь экономической эффективности проектов в современных российских условиях и снизить риски?

**15**  
ЛЕТ

**ВЕДУЩЕМУ МЕРОПРИЯТИЮ ОТРАСЛИ, ЕЖЕГОДНО ПРОХОДЯЩЕМУ ПРИ ПОДДЕРЖКЕ ПАО «ГАЗПРОМ»**

**130+**

**ВЕДУЩИХ ИГРОКОВ ОТРАСЛИ**

**20+**

**АВТОРИТЕТНЫХ СПИКЕРОВ ЭКСПЕРТОВ**

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

@ [Konstantinova.Elena@rpi-inc.ru](mailto:Konstantinova.Elena@rpi-inc.ru)

[www.rpi-conferences.com](http://www.rpi-conferences.com)

# Качественная ГНКТ российского производства уже на рынке! Highest Quality CT Made in Russia Now



Свершилось!

Под занавес 2017 года, 22 декабря, в особой экономической зоне «Узловая» в Тульской области было торжественно открыто новое предприятие компании «Энгельсспецтрубмаш» (ESTM), которое будет специализироваться на выпуске гибких насосно-компрессорных труб.

Производство сочетает в себе передовые технологии и технически компетентный персонал. Производственные площади составляют 15 000 м<sup>3</sup>. На предприятии установлены современные автоматизированные производственные линии. Завод будет выпускать ГНКТ диаметрами от 25,4 мм до 88,9 мм и длиной до 9000 м, соответствующие международному стандарту API 5ST в России.

Символический запуск этого высокотехнологичного производства произвели губернатор Тульской области Алексей Дюмин, заместитель министра экономического развития РФ Азер Талыбов, генеральный директор ООО «ESTM» Дмитрий Колосов.

Губернатор Тульской области Алексей Дюмин в своем приветственном слове подчеркнул: «Уникальная продукция для нефтегазовой промышленности будет производиться в России впервые. Это импортозамещение в чистом виде. Объемы выпуска практически полностью покрывают потребности отечественного рынка».

Генеральный директор ООО «ESTM» Дмитрий Колосов озвучил впечатляющие цифры: «Объем инвестиций в проект – 1,8 млрд рублей, создано

Off we go!

The end of 2017 saw the Grand Opening of a new company when ESTM LLC was launched on December 22 in Uzlovaya Special Economic Zone, Tula Region, to manufacture Coiled Tubing.

The company employs state-of-the-art technologies and highly competent and experienced personnel. With the manufacturing facilities of 15,000 m<sup>3</sup>, the CT plant has cutting-edge automated production lines. ESTM will be producing Coiled Tubing ranging from 1” to 3 1/2” in size, up to 9,000 m (30K ft) long. All the strings will be designed, manufactured and tested to the industry standards in full compliance with API 5ST.

The symbolic START button of this high tech manufacturing plant was pushed by Alexey Dyumin, Governor of the Tula Region, Azer Talybov, Deputy Minister of Economic Development of the Russian Federation, and Dmitry Kolosov, ESTM Director General.

According to Alexey Dyumin, Governor of the Tula Region, “It is the first plant in Russia to make this unique product for the oil and gas industry. That is what we talk about when we talk about import substitution. The manufacturing capacity of this plant at the moment can meet the needs of the domestic market.”

Dmitry Kolosov, ESTM Director General, says, “With the annual production capacity of 9,000 tons, the amount of investment in the project was over 1.8B rubles (\$30M), and we have generated 40 highly qualified jobs. We are aiming at completing the certification process and testing the strings in oil and gas fields within the next four months. Then, we will step

40 высококвалифицированных рабочих мест, планируемая мощность производства — до 9 тыс. тонн в год. В течение четырех месяцев продукция пройдет сертификацию, а также испытания на местах нефте- и газодобычи. Затем перейдем к увеличению производства, объемы выпуска удвоятся. Выход в серийный объем производства запланирован не позднее первого квартала 2018 года». Он также обратил внимание на то, что в ближайшие полгода предприятие планирует начать экспортировать свою продукцию, интерес к которой уже проявили потенциальные потребители в Саудовской Аравии, Иране, Сирии, Алжире, Румынии.

Заместитель министра экономического развития РФ Азер Талыбов отметил работу региона по созданию благоприятной бизнес-среды. Результатом этой деятельности стало открытие первого предприятия в особой экономической зоне. Причем производить оно будет продукцию, не имеющую аналогов в нашей стране. Он также подчеркнул, что особая экономическая зона дает большие перспективы региону за счет выгодного расположения и создаваемых комфортных условий для вливания инвестиций.

Соглашение о реализации инвестпроекта по строительству завода гибких насосно-компрессорных труб было подписано с правительством региона на международном инвестиционном форуме «Сочи-2016».

Журнал «Время колтюбинга. Время ГРП» внимательно следил за развитием этого, без преувеличения, эпохального проекта. В ноябре 2016 года на 17-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы» о предстоящем открытии этого многообещающего производства сенсационно объявил технический директор ООО «ФракДжет-Волга» Р.И. Еникеев. Ровно год назад в интервью журналу («ВК» № 59, март 2017 года) он анонсировал это событие: «Рынок ждет качественную гибкую трубу с высоким ресурсом и невысокой стоимостью. Ведь одна из крупных затратных позиций – это гибкая труба: ее приобретение и амортизация. Оценив все эти факторы, в 2015 году руководство компании «ФракДжет-Волга» приняло решение организовать производство гибкой трубы стандарта API 5ST в России. В 2016 году начато строительство

up the production to double the output. And the series production is scheduled in the first quarter of 2018.» Kolosov also noted that the company has already been contacted by potential customers from Saudi Arabia, Iran, Syria, Algeria and Romania, and it is planned to export the first strings within half a year.

Azer Talybov, Deputy Minister of Economic Development, has praised the region for developing favorable business environment. As a result, the first manufacturing plant was set up in Uzlovaya Special Economic Zone. ESTM will be making products that have no parallel in Russia. Deputy Minister Talybov also emphasized the significant advantages Uzlovaya offers to its residents as a transportation hub and a special economic zone, thus ensuring favorable investment conditions and bringing in business into the region.

The Agreement on the Investment Project was signed at Sochi-2016 International Investment Forum between ESTM and the Government of the Tula Region, which marked the initial stage of the CT manufacturing plant construction.

Coiled Tubing Times has been keeping a close eye on the progress of this project that has ushered in a new CT era in Russia. This longed-for project was first sensationally announced by Ravil Enikeev, FracJet-Volga Technical Director, in November 2016 at the 17<sup>th</sup> International Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference. Later, in an interview to CTTimes (Issue No. 59, March 2017), Enikeev said, “The market is looking for high quality tubes with a long service life and low cost. After all, one of the most expensive items is the coiled tubing; its purchase and



трубного завода на территории особой экономической зоны «Узловая» в Тульской области. Плановое начало выпуска продукции – четвертый квартал 2017 года. Мощность первой очереди предприятия при односменном режиме полностью закроет потребности российского рынка. Двухсменный режим работы позволит обеспечить рынки стран СНГ. Вторая очередь даст возможность охватить Индию и страны Ближнего Востока».

Ряд материалов номера «Времени колтюбинга. Времени ГРП», который вы держите в руках (№ 63), посвящен открытию завода ESTM. На с. 66–71 в интервью «Мы будем стремиться выпускать ГНКТ высочайшего качества» на вопросы журнала отвечает Р.Р. Салдеев, директор по продажам ООО «ЭСТМ». Традиционную рубрику «Красота месторождений» в этот раз мы заменили на «Событие» (с. 90–93), где разместили подробный репортаж о феерическом событии – торжественном открытии нового высокотехнологичного предприятия, которое, уверены, приумножит силы и возможности российского нефтегазового сервиса.

**Аналитическая группа журнала «Время колтюбинга. Время ГРП»**

**Соглашение о реализации инвестпроекта по строительству завода гибких насосно-компрессорных труб было подписано с правительством региона на международном инвестиционном форуме «Сочи-2016».**

**The agreement on the implementation of the investment project for the construction of a plant for coiled tubing was signed with the regional government at the international investment forum Sochi-2016.**

of Sales, titled “We Aim at Manufacturing the CT of the Highest Quality”. Also, the traditional “The Beauty of Oilfields” section has been replaced by “Event” (see p. 90–93) featuring a detailed report on a magnificent event – the Grand Opening of this new high tech enterprise that is bound to enhance the opportunities of the Russian oil & gas service industry.

**Analytical Group of the Coiled Tubing Times**

depreciation. Having evaluated all these factors, in 2015 FracJet-Volga decided to set up the production of CT to API 5ST standard in Russia. In 2016, the construction of a mill started in the Uzlovaya Special Economic Zone in the Tula region. The mill will be commissioned in the fourth quarter of 2017. The capacity of the first line (one shift) will completely cover the demand of the

Russian market. Two-shift operation will allow us to supply coiled tubing to the CIS markets. The second phase will make it possible to reach India and the Middle East.”

In the current issue of Coiled Tubing Times (No. 63), we offer you a number of articles on the ESTM plant. See p. 66–71 for an interview with Ruslan Saldeev, ESTM Director

#### НАША СПРАВКА

Завод «ESTM» стал первым производством, открытым в ОЭЗ «Узловая».

ОЭЗ «Узловая» создана в апреле 2016 года и располагается в непосредственной близости от одноименного индустриального парка. Ее общая площадь составляет 471,5 га. ОЭЗ находится на пересечении федеральной автомагистрали и дороги Тула – Новомосковск, вблизи проходит железнодорожная ветка. До 2018 года за счет средств бюджета Тульской области будет завершено создание объектов инженерной, транспортной, социальной и иной инфраструктуры. Предварительный объем инвестиций в создание внешней и внутренней инфраструктуры ОЭЗ «Узловая» оценивается в 3,486 млрд рублей. В ответ тульские власти рассчитывают, что в ближайшие 10 лет резиденты инвестируют в развитие своих производств более 17 млрд рублей.

Зона специализируется на инвестпроектах в сфере машиностроения, металлообработки, логистики, АПК, строительных материалов.

При размещении производств на территории ОЭЗ «Узловая» резидентам предоставляется широкий перечень налоговых льгот – таких как пониженные ставки по налогу на прибыль, налогу на имущество, транспортному налогу. Действует процедура свободной таможенной зоны.



#### OUR REFERENCE

The plant "ESTM" became the first production facility opened in the SEZ "Uzlovaya".

SEZ Uzlovaya was established in April 2016 and is located in close proximity to the industrial park of the same name. Its total area is 471.5 hectares. The SEZ is located at the intersection of the federal highway and the Tula-Novomoskovsk road, a railway branch is passing by. Until 2018, at the expense of the budget of the Tula region, the creation of engineering, transport, social and other infrastructure facilities will be completed. The preliminary investment in the creation of the external and internal infrastructure of the SEZ Uzlovaya is estimated at 3.486 billion rubles. In response, the Tula authorities expect that in the next 10 years, residents will invest more than 17 billion rubles in the development of their production facilities.

The zone specializes in investment projects in the field of mechanical engineering, metalworking, logistics, agro-industrial complex, building materials.

When placing production in the territory of the SEZ Uzlovaya, residents are provided with a wide range of tax benefits - such as lower rates for income tax, property tax, transport tax. There is a free customs zone procedure.

**ESTM**

**ESTM**

**ESTM**

Производство гибких  
насосно-компрессорных труб  
в России по стандарту API 5 ST

office@estm-tula.com  
estm-tula.com

# ГРП в компании «Белоруснефть» Hydraulic Fracturing in Belorusneft

Денис ЗАКРУЖНЫЙ, начальник отдела строительства и ремонта скважин Управления скважинных технологий и сервиса РУП «ПО «Белоруснефть»

Denis ZAKRUZHNY, Head of the Well Construction and Workover Division of the Well Technologies and Services Department at RUP PO Belorusneft

История ГРП своими силами в РУП «Производственное объединение «Белоруснефть», в общем-то, не такая длительная, если сравнивать с традиционными нефтесервисными регионами – Западной Сибирью и Северной Америкой, и насчитывает лишь 10 лет (2008–2018). Однако уже сейчас можно смело заявить, что за эти годы мы прошли большой путь в этой отрасли нефтесервисных услуг.

Большая вариативность геологических условий на месторождениях Республики Беларусь, а также работа в различных нефтегазоносных регионах ближнего зарубежья (Россия, Украина) обусловили необходимость применения разнообразных технологических подходов к проведению ГРП. Так, наряду с классическими разрывами начали применяться более прогрессивные и ситуативные подходы – азотно-пенные ГРП; поинтервальные разрывы; кислотные ГРП с проппантом; искусственное управление фильтрацией жидкости разрыва и ограничение роста трещин ГРП в высоту; модификация кислотных составов для КГРП с целью придания им самоотклоняющихся свойств и многое другое.

Как известно, в Беларуси преобладают залежи нефти в карбонатных формациях. Долгая история разработки и значительная выработанность запасов, а также отсутствие системы ППД на многих залежах привели

In general, the history of independent service of hydraulic fracturing in RUP "Production Association" Belorusneft is not long as compared to the traditional oilfield services regions – Western Siberia and North America; it lasts only 10 years (2008–2018). However, even now we can safely say that over the years we have come a long way in this industry of oilfield services.

The great variability of the geological conditions in the deposits of the Republic of Belarus, as well as the operations in various oil and gas regions of the near abroad (Russia, Ukraine), necessitated the application of a variety of technological approaches to hydraulic fracturing. For example, along with classical technologies more progressive and situational approaches began to be applied – nitrogen-foam fracturing; interval fracturing; acid fracturing with proppant; the artificial control of the filtration of the fracturing fluid and the restriction of the growth of fracture height; modification of acid compositions for acid fracturing in order to give them self-diverting properties and much more.

As is known, in Belarus most of oil deposits are in carbonate formations. The long period of development and the significant depletion of reserves, as well as the lack of pressure maintenance system in many deposits, led to a significant decrease in reservoir pressure. Under such conditions, stimulation through the classical acid fracturing does not provide the desired increase in well production



**От редакции «ВК».** Компания «Белоруснефть» стала победителем Intervention Technology Award – 2017 в номинации «Лучшая независимая сервисная компания в области проведения ГРП в России». Специальная премия Intervention Technology Award была учреждена в 2014 году российским отделением Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам

(ICoTA-Россия) и является российской версией премии, вручаемой американским отделением ICoTA на ежегодной конференции в Вудлендсе (США, штат Техас). Этой публикацией мы начинаем цикл рассказов о компаниях – лауреатах Intervention Technology Award.

**From the editorial board of the CT Times Jornal.** The Belorusneft company won the Intervention Technology Award – 2017 in the nomination "The best independent service company in the field of hydraulic fracturing in Russia". The special Intervention Technology Award was established in 2014 by the Russian branch of the Intervention and Coiled tubing Association (ICoTA-Russia). It is the Russian version of the award given by the American branch of ICoTA at the annual conference in Woodlands (Texas, USA). With this publication, we begin a series of stories about companies – winners of the Intervention Technology Award.



к существенному снижению пластового давления. В таких условиях проведение интенсификации посредством классического КГРП не дает желаемых приростов дебита скважины. В этой связи на месторождениях РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» с конца 2014 года начали широко применяться КГРП с закреплением протравленного кислотой пустотного пространства проппантом. Эта мера направлена на недопущение смыкания трещины после распределения избыточного давления от КГРП в условиях низкого пластового давления. Как показывает первичный анализ полученных результатов, данное технологическое решение в условиях белорусских месторождений в большинстве случаев имеет лучшую эффективность в сравнении с классическими кислотными разрывами. В настоящее время специалистами БелНИПИнефть ведется исследование с целью разработки новых «умных» кислотных составов, а также проводятся промысловые испытания различных модификаций технологической схемы закачки КГРП с проппантом.

Последние несколько лет главным и, признаться, наиболее сложным за все время направлением развития ГРП в Беларуси является освоение с помощью МГРП нетрадиционных

Наряду с классическими разрывами начали применяться более прогрессивные и ситуативные подходы – азотно-пенные ГРП; поинтервальные разрывы; кислотные ГРП с проппантом; искусственное управление фильтрацией жидкости разрыва и ограничение роста трещин ГРП в высоту; модификация кислотных составов для КГРП с целью придания им самоотклоняющихся свойств и многое другое.

Along with classical technologies more progressive and situational approaches began to be applied – nitrogen-foam fracturing; interval fracturing; acid fracturing with proppant; the artificial control of the filtration of the fracturing fluid and the restriction of the growth of fracture height; modification of acid compositions for acid fracturing in order to give them self-diverting properties and much more.

rate. In this regard, acid fracturing with fixation of acid-treated cavity with proppant started to be widely applied at the fields of RUP "Production Association" Belorusneft from the end of 2014. This measure is aimed at preventing the closure of the fracture after the distribution of excess pressure after acid fracturing under conditions of low reservoir pressure. As the primary analysis of the obtained results shows, in most cases this technological solution has better efficiency for conditions of Belarusian fields in comparison with classical acid fracturing. Currently, specialists of BelNIPIneft conduct research to develop new "smart" acid compositions and perform field trials of various modifications of the technological

коллекторов (tight reservoirs). Специалистами РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» изучен и адаптирован к условиям Беларуси международный (российский и американский) опыт проведения таких работ. Для реализации этих работ разработаны принципиально новые жидкости разрыва с пониженной вязкостью и кардинально переработан технологический подход в стремлении создания разветвленной сети трещин в породе. В настоящее время в качестве метода, отсекающего зоны ГРП друг от друга, используются специальные шаровые многопортовые компоновки, но также попутно идет проработка применения технологии Plug&Perf. К текущему моменту выполнено 3 (всего 9) операции МГРП в нетрадиционных коллекторах, при этом на каждой из них применялись различные технологические решения с целью изыскания оптимального способа воздействия на данный вид коллектора. В 2018 году планируется проведение еще одного многостадийного разрыва с применением усовершенствованной компоновки.

В целом на сегодняшний день за весь 10-летний опыт (2008–2018) работ в Беларуси выполнено более 400 операций ГРП и КГРП по различным технологиям.

Отдельной главой в истории белорусского ГРП стал выход РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» на международную сервисную арену. Все началось в конце 2010 года, когда был реализован небольшой проект (4 операции) в Волгоградской области РФ для компании «РИТЭК». С тех пор нашими заказчиками побывали такие гиганты, как ОАО «ЛУКОЙЛ» и его дочернее предприятие «РИТЭК», ПАО «НК «Роснефть», ПАО «Укргаздобыча», частные российские и украинские компании НДП «Чепаковское», ООО «Журавское» и ООО «КУБ-ГАЗ». География этих работ также обширна – от Республики Коми до Луганской области Украины, от Калининграда до Чеченской Республики. Все эти проекты реализованы совместными усилиями структурных подразделений РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» – Тампонажного управления, БелНИПИнефть, УПНПиРС, РУТТ, УСТиС центрального аппарата.

Специалисты работают в «одной упряжке», чтобы добиться максимального для заказчика эффекта, и неизменно получают высокие оценки своей работы как на техническом, так и инженерно-технологическом уровне. Всего с 2010 года для

Наиболее сложным является освоение с помощью МГРП нетрадиционных коллекторов (tight reservoirs).

The most difficult was the development of unconventional reservoirs ("tight reservoirs") with multistage fracturing.

География работ обширна – от Республики Коми до Луганской области Украины, от Калининграда до Чеченской Республики.

These operations cover an extensive area – from the Republic of Komi to the Lugansk region of Ukraine, from Kaliningrad to the Chechen Republic.

scheme of injection of acid with proppant.

For the last several years, the major and, to be honest, the most difficult area for the development of the hydraulic fracturing in Belarus was the development of unconventional reservoirs ("tight reservoirs") with multistage fracturing. Specialists of RUP "Production Association" Belarusneft have studied and adapted the international (Russian and American) experience of such operations to the conditions of Belarus. To implement these works, totally new fracturing fluids with reduced viscosity have been developed and technological approach has been radically reworked in an effort to create a branched system of fractures in the rock. Currently, special spherical multi-port assemblies are used for isolation of the fracturing zones from each other. However, the development of Plug & Perf technology is also in progress. At present time, 3 (totally 9) multistage fracturing operations in unconventional reservoirs have been carried out, and different technological solutions were applied to each of them to find the best way to stimulate this type of reservoir. In 2018, another multistage fracturing is planned with the application of an improved assembly.

In general, for today, over the entire 10-year experience (2008–2018) of operations in Belarus, more than 400 hydraulic fracturing and acid fracturing operations have been carried out with various technologies.

A separate chapter in the history of the Belarusian hydraulic fracturing was the expansion of RUP "Production Association" Belarusneft to the international service arena. It all began in late 2010, when a small project (4 operations) was implemented in the Volgograd region of the Russian Federation for the RITEK company. Since then, we provided services for different large customers such as LUKOIL and its subsidiary RITEK, Rosneft, Ukrgazdobycha, private Russian and Ukrainian companies of NDP Chepakovskoye, Zhuravskoye LLC and Zhuravskoye KUB-GAZ LLC. These operations cover an extensive area - from the Republic of Komi to the Lugansk region of Ukraine, from Kaliningrad to the Chechen Republic. All these projects were implemented jointly by the structural subdivisions of RUP "Production Association

Belorusneft" – well cementing department, BelNIPIneft, EOR and workover department, Rechitsa utility vehicles department and well technologies and supervising department of the central office.

Specialists work as a team to achieve the maximum effect for the customer and always receive high marks on their performance, both at the technical and engineering-technological level. In total, since 2010, more than 350 operations have been performed for



зарубежных заказчиков выполнено более 350 операций и, как и у себя в Беларуси, наши специалисты каждый раз сталкивались с нетривиальными, сложными объектами. Любой подобный проект – это, безусловно, своего рода очередной вызов и отличная школа для инженерного персонала. Так, наша компания имеет опыт выполнения ГРП на высокотемпературных скважинах 150–180 °С, глубоких – свыше 5 км, на объектах с сильно развитой естественной трещиноватостью и расчлененностью разреза, а в начале 2015 года рвали газовые нетрадиционные коллекторы республики Коми.

Объемы работ могут показаться небольшими в сравнении с Западной Сибирью, однако являются весьма значительными для масштабов добычи нефти и газа европейского региона РФ и Украины.

На сегодняшний день РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» в своем распоряжении имеет три современных флота ГРП, соответствующих самым высоким стандартам и требованиям к оборудованию для нефтесервисных работ (табл.).

Наша компания имеет опыт выполнения ГРП на высокотемпературных скважинах 150–180 °С, глубоких – свыше 5 км, на объектах с сильно развитой естественной трещиноватостью и расчлененностью разреза, а в начале 2015 года рвали газовые нетрадиционные коллекторы республики Коми.

Our company has experience in fracturing in high-temperature wells (150–180 °C), deep wells over 5 km, in reservoirs with highly developed natural fractures and high stratification factor. In early 2015, we conducted fracturing in unconventional gas reservoirs in the Komi Republic.

foreign customers and our specialists have faced non-trivial, complex objects every time, just like in Belarus. Of course, any such project is a kind of another challenge and an excellent school for engineering personnel. For example, our company has experience in fracturing in high-temperature wells (150–180 °C), deep wells over 5 km, in reservoirs with highly developed natural fractures and high stratification factor. In early 2015, we conducted fracturing in

unconventional gas reservoirs in the Komi Republic.

The quantity of operations may seem small in comparison with Western Siberia, but this is very significant for the scale of oil and gas production in the European region of the Russian Federation and Ukraine.

Currently, RUP "Production Association" Belorusneft has at its disposal three modern hydraulic fracturing fleets, meeting the highest standards and requirements for equipment for oilfield services (Table).



Наименование Name	Количество на один флот, шт. Quantity per one fleet, pcs		
	Флот Fleet № 1	Флот Fleet № 2	Флот Fleet № 3
Насосная установка УН 25 (до 105 МПа) / Pump Unit UN 25 (up to 105 MPa)	4	4	4
Установка смесительная УС 600 / Mixing unit US 600	1	1	1
Машина манифольдов МТ 4-105, М6, М6-105 / Manifold unit truck MT 4-105, M6, M6-105	1	1	1
Станция контроля и управления СКУ 2 / Control unit SKU 2	1	1	1
Проппантовоз (Т-40, Т-60) / Proppant truck (T-40, T-60)	1	1	–
Ленточный транспортер ТЛ 600 / Belt conveyer TL 600	1	–	–
Установка разогрева техжидкостей (4,7 МВт) УР4 / Fluid preheating station (4.7 MW) UR4	1		
Установка гидратационная НТ 25 / Hydration unit NT 25	1		
Бункер для проппанта БП 45 / Proppant hopper BP 45	6		
Емкость вертикальная БЖ 60 / Vertical tank BJ 60	6		
Емкость горизонтальная на шасси ПС65, ПС50 / Horizontal tank on a chassis PS65, PS50	21		
Установщик емкостей ТН1 / Tank installer truck TN1	1		
Транспортировщик емкостей ТН2 / Tank transporter truck TN2	1		
Емкость кислотная / Acid tank	10		
Установка дозирования химреагентов (хим. машина) УХР 6 / Chemicals dosing unit UXR 6	1		

В 2018 году планируется доукомплектация МК:

Установка насосная УН 25 – 2 шт.

Машина манифольдов М 6-105 – 1 шт. (взамен устаревшей МТ 4-105, флот 1).

Блок манифольдов для ГРП – 1 шт.

Установка гидратационная Нт 25 – 1 шт. (на флот № 1 или 3)

Проппантоподатчик Т-60 – 1 шт. (флот № 3).

Установка разогрева техжидкостей (4,7 МВт) УР4 – 1 шт. (на флот № 1 или 3).

Оборудование для ввода шаров (для МГРП) – 1 шт. ☉

It is planned to complete the МК:

Pump unit UN 25 – 2 pcs.

Manifold unit truck M6-105 – 1 pce (instead of outdated MT 4-105, fleet № 1)

Manifold unit for fracturing – 1 pce

Hydration unit NT 25 – 1 pce (fleet № 1 or 3)

Proppant feeder T 60 – 1 pce (fleet № 3)

Fluid preheating station (4.7 MW) UR4 – 1 pce (for fleet № 1 or 3)

Equipment for balls deployment (for multistage fracturing) – 1 pce. ☉

ICoTA  
РОССИЯ

**Coiled/tubing**  
ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА  
ВРЕМЯ ГРП *limes*



НП «ЦРКТ»



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 – 2018**.

Укажите, пожалуйста, какие компании, на ваш взгляд, достойны стать лауреатами в следующих номинациях:

«Лучшая независимая сервисная компания в использовании колтюбинговых технологий в России» \_\_\_\_\_

«Лучшая независимая сервисная компания в области проведения ГРП в России» \_\_\_\_\_

«Лучшая независимая сервисная компания по продвижению инноваций в России» \_\_\_\_\_

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

«Лучшая компания – производитель материалов и реагентов для высокотехнологичного нефтегазового сервиса в России» \_\_\_\_\_

Просим вас отсканировать заполненную форму и прислать по адресу: [cttimes@cttimes.org](mailto: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 19-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы» в ноябре 2018 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](http://www.icota-russia.ru)

Пыжевский переулок, 5,  
строение 1, офис 224  
Москва 119017,  
Российская Федерация

Тел. +7 (495) 481-34-97  
(доб. 102)

Моб. +7 (968) 356-34-45  
Факс: +7 (499) 788-91-19

ICoTA  
РОССИЯ

**Coiled/tubing**  
ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА  
ВРЕМЯ ГРП *times*



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 – 2018**.

You are kindly asked to choose the companies which, in your opinion, are the winners in the following categories:

Best independent service company in the sphere of coiled tubing technologies application in Russia \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

Best independent service company in the sphere of hydraulic fracturing operations in Russia \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

Best independent service innovating company in Russia \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

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

\_\_\_\_\_

Best company-manufacturer of materials and chemicals for high-tech oil and gas service in Russia \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

Please, kindly fill-in the form, scan it and send to [cttimes@cttimes.org](mailto: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 19<sup>th</sup> International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference on November, 2018.

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](http://www.icota-russia.ru)

5/1 Pyzhevsky lane,

Suite 224

119017 Moscow, Russian

Federation

Tel. +7 (495) 481-34-97

(ext. 102)

Mobile: +7 (968) 356-34-45

Fax: +7 (499) 788-91-19



# Производственная компания ООО «Р-Фактор»

Европейский подход к российским условиям

**Производство оборудования для гидравлического разрыва пласта (ГРП) и оборудования для заканчивания скважин**



## **Оборудование:**

**Испытаны  
и запущены в серийное  
производство муфты  
многоразового  
действия**



## **Производство:**

**Насосы плунжерные  
гидравлические и их  
комплектующие для  
насосных установок**



**Устройство сброса  
шаров для проведения  
многостадийных ГРП**



**Муфты НКТ,  
переходные катушки,  
фланцы, переводники –  
любых типоразмеров**

г. Нижневартовск,  
отдел маркетинга: +7 912 531 1032  
[info@r-faktor.ru](mailto:info@r-faktor.ru) / [www.r-faktor.ru](http://www.r-faktor.ru)

## Компания «Укргаздобыча» и сервисные компании обговорили перспективы развития рынка колтюбинга в Украине



Фото: Константин Яровой  
Photo by Konstantin Yarovoy

Применение технологии колтюбинга на месторождениях ПАО «Укргаздобыча» доказало свою высокую эффективность. Госкомпания не собирается останавливаться на достигнутом и вскоре объявит тендер на привлечение внешних подрядчиков. В 2017 году ПАО «Укргаздобыча» провело рекордное количество колтюбинговых операций – более 560. Стоит отметить, что эффективность добычи от таких операций превысила плановые показатели на 30% по состоянию на 15 декабря 2017 года. В 2018 году «Укргаздобыча» ставит целью наращивание колтюбинговых операций за счет привлечения сервисных компаний. Начиная со следующего года, компания планирует проводить по 630 таких операций в год. В январе госкомпания объявила тендер для привлечения пяти дополнительных флотов колтюбинга с длительностью контрактов 12 месяцев. Запланировано, что каждый из внешних флотов выполнит приблизительно по 80 операций. Опыт привлечения внешних подрядчиков свидетельствует о разной эффективности сервисных компаний при выполнении колтюбинговых операций. В качестве примера можно привести «Белоруснефть», которой в один из рекордных месяцев удалось выполнить двенадцать операций, в то время как другая подрядная организация выполнила всего две операции за весь год.

По мнению директора по добыче ПАО «Укргаздобыча» Юрия Нагорняка, сервисным компаниям следует обратить внимание на сотрудничество

## The Company Ukrgazdobycha and Service Companies Have Discussed Prospects of Development of Coiled Tubing Market in Ukraine

The application of coiled tubing technology at the fields of Ukrgazdobycha proved its high efficiency. The state company is not going to stop there and will soon announce a tender to attract external contractors. In 2017, Ukrgazdobycha held a record

В 2017 году ПАО «Укргаздобыча» провело рекордное количество колтюбинговых операций – более 560.

In 2017, Ukrgazdobycha held a record number of coiled tubing operations – more than 560.

number of coiled tubing operations – more than 560. It should be noted that the efficiency of production from such operations exceeded the target figures by 30% as of December 15, 2017. In 2018, the Ukrgazdobycha aims to increase coiled tubing operations by attracting service

companies. Beginning next year, the company plans to conduct 630 such operations per year. In January, the state company announced a tender to attract five additional coiled tubing fleets with contract duration of 12 months. It is planned that each of the outer fleets will perform approximately 80 operations. The experience of attracting external contractors testifies to the different efficiency of service companies when performing coiled tubing operations.

An example is Belorusneft, which managed to perform twelve operations in one of the record months, while another contractor performed only two operations for the whole year.



Юрий Нагорняк,  
директор по добыче  
ПАО «Укргаздобыча»  
Yury Nagornyak,  
Production Director  
of Ukrgazdobycha

В качестве примера можно привести «Белоруснефть», которой в один из рекордных месяцев удалось выполнить двенадцать операций, в то время как другая подрядная организация выполнила всего две операции за весь год.

An example is Belorusneft, which managed to perform twelve operations in one of the record months, while another contractor performed only two operations for the whole year.

In the opinion of Yuriy Nagornyak, Production Director of Ukrgazdobycha, service companies should pay attention to cooperation with foreign companies in such areas as new technologies, engineering and modeling, equipment maintenance, downhole equipment and personnel training.

All this will increase their competitiveness in the market and successfully fulfill the

с зарубежными компаниями в таких направлениях, как новые технологии, инженерия и моделирование, обслуживание оборудования, внутрискважинное оборудование и обучение персонала.

Все это позволит повысить их конкурентоспособность на рынке и успешно выполнить поставленные госкомпанией задачи. По мнению представителей «Укргаздобычи», в ближайшие годы будет увеличиваться спрос на ГНКТ для работы на месторождениях с низким пластовым давлением. Прогнозируется, что в 2019 году будет расти количество скважин с горизонтальным окончанием, что, в свою очередь, увеличит потребность в колтюбинге для разбуривания портов многостадийного ГРП и нормализации забоя после ГРП в таких скважинах.

Представители нефтесервисного рынка отметили позитивные знаки в отношении рынка колтюбинговых технологий. По результатам 2017 года частные добывающие компании начинают более активно использовать колтюбинг.

Увеличение количества работ в «Укргаздобыче» показывает, что колтюбинговые технологии становятся более доступными для операторов скважин с низким дебитом.

Представители нефтесервисных компаний отметили, что готовы инвестировать в новые колтюбинговые установки уже в 2018 году.

## «Укргаздобыча» оценивает эффект от проведенных в 2017 году операций колтюбинга в 157 млн куб. м газа

ПАО «Укргаздобыча» с начала 2017 года выполнило 400 операций по технологии колтюбинга, что 2,5 раза превышает показатель за весь 2016 год (161 операция) и в 100 раз – за 2015 год (4 операции).

Согласно пресс-релизу компании, общий эффект от проведенных операций оценивается 157 млн куб. м газа. В целом «Укргаздобыча» до конца 2017 года планирует провести не менее 560 операций колтюбинга.

**В 2019 году будет расти количество скважин с горизонтальным окончанием, что увеличит потребность в колтюбинге для разбуривания портов многостадийного ГРП и нормализации забоя после ГРП в таких скважинах.**

**In 2019 the number of wells with a horizontal termination will increase, which will increase the need for coiled tubing to drill the ports of the multi-stage hydraulic fracturing and normalize the face after fracturing in such wells.**

tasks set by the state company. According to the representatives of Ukrgezdobucha, in the coming years there will be a growing demand for coiled tubing to work in fields with low reservoir pressure. It is projected that in 2019 the number of wells with a horizontal termination will increase, which in turn will increase

the need for coiled tubing to drill the ports of the multi-stage hydraulic fracturing and normalize the face after fracturing in such wells.

Representatives of the oilfield service market noted positive signs regarding the coiled tubing technology market. By results of 2017 private extracting companies start to use coiled tubing more actively.

The increase in the number of works in Ukrgezdobucha shows that coiled tubing technologies are becoming more accessible for operators of wells with low production rates.

Representatives of oilfield service companies noted that they are ready to invest in new coiled tubing facilities as early as 2018.

## Ukrgezdobucha Assesses the Effect of Those Conducted in 2017. Coiled Tubing Operations of 157 Million Cubic Meters of Gas



Фото: Константин Яровой  
Photo by Konstantin Yarovoy

По данным пресс-службы компании, в эксплуатации находится семь собственных колтюбинговых установок и еще две привлеченные от компании Tacrom.

В 2015 году «Укргаздобыча» модернизировала собственный колтюбинговый флот после нескольких лет его простоя и приобрела еще четыре установки. «Наш собственный колтюбинговый флот загружен по полной: 20 высококлассных специалистов в каждой бригаде работают круглосуточно. Но пока и этого недостаточно, поэтому мы привлекаем иностранных подрядчиков. Расходы на колтюбинг оправдывают себя: увеличивается дебит скважин, поддерживается базовая добыча, обеспечивается введение скважин после ГРП», – отметил глава правления компании «Укргаздобыча» Олег Прохоренко.

Добыча газа в «Укргаздобыче» в январе-августе 2017 года выросла на 3,5% (на 344,057 млн куб. м) по сравнению с аналогичным периодом прошлого года – до 10 млрд 80,256 млн куб. м, в том числе в августе – на 7,1% (на 86,725 млн куб. м), до 1 млрд 300,01 млн куб. м.

«Укргаздобыча» намерена нарастить добычу газа с 14,5 млрд куб. м в 2015 и 2016 годах до 15,2 млрд куб. м – в 2017 году, 16,5 млрд куб. м – в 2018 году, 18,3 млрд куб. м – в 2019 году, 20,1 млрд куб. м – в 2020-м.

**Расходы на колтюбинг оправдывают себя: увеличивается дебит скважин, поддерживается базовая добыча, обеспечивается введение скважин после ГРП.**

**Costs for coiled tubing justify themselves: the well production increases, basic production is maintained, wells are introduced after the hydraulic fracturing.**



Олег Прохоренко, глава правления компании «Укргаздобыча»  
Oleg Prokhorenko, head of the Ukrgazdobycha company

tubing.

According to the press service of the company, seven own coiled tubing units are in operation and two more are involved from Tacrom.

In 2015, Ukrgazdobycha upgraded its own coiled tubing fleet after several years of idle time and purchased four more units. "Our own coiled tubing fleet is loaded to the full: 20 high-quality specialists in each team work around the clock. But so far this is not enough, so we are attracting foreign contractors. Costs for coiled tubing justify themselves: the well production increases, basic production is maintained, wells are introduced after the hydraulic fracturing", said Oleg Prokhorenko, the head of the Ukrgazdobycha company.

Gas production in Ukrgazdobycha in January-August-2017 increased by 3.5% (by 344.057 million cubic meters) compared to the same period last year – up to 10 billion 80.256 million cubic meters. m, incl. in August – by 7.1% (by 86.725 million cubic meters), to 1 billion 300.01 million cubic meters.

Ukrgazdobycha intends to increase gas production from 14.5 billion cubic meters in 2015 and 2016 years. up to 15.2 billion cubic meters – in 2017, 16.5 billion cubic meters – in 2018, 18.3 billion cubic meters – in 2019, 20.1 billion cubic meters in 2020.

#### СПРАВКА

В настоящий момент парк колтюбинговых установок ПАО «Укргаздобыча» включает в себя 9 установок (2 установки с тяговым усилием инжектора 20 тонн, 2 установки с тяговым усилием инжектора 27 тонн, 1 установка с тяговым усилием инжектора 36 тонн, 1 установка с тяговым усилием инжектора 24 тонны, 1 установка с тяговым усилием инжектора 26 тонн, 2 установки с тяговым усилием инжектора 10 тонн). Три установки из этого числа находятся в ремонте. Большинство установок задействованы на скважинах в Полтавской области. К оборудованию внешних подрядчиков в настоящий момент относятся установка Tacrom CT с тяговым усилием инжектора 36 тонн и установка компании.

#### REFERENCE

At present, the fleet of coiled tubing units of Ukrgazdobycha includes 9 units (2 units with traction power of 20 tons, 2 units with traction power of 27 tons, 1 unit with traction power of 36 tons, 1 unit with traction power of 24 tons, 1 unit with traction power of 26 tons, 2 units with traction power of 10 tons). Three units from this number are under repair. Most of the units are used in wells in the Poltava region. To the equipment of external contractors at the moment includes Tacrom CT unit with traction power of 36 tons and a unit of the company Belorusneft with traction power of 27 tons.



ПРИГЛАШАЕМ ПОСЕТИТЬ НАШ СТЕНД  
В ПАВИЛЬОНЕ 1, СТЕНД № 1В50  
НА ВЫСТАВКЕ "НЕФТЕГАЗ-2018",  
16-19.04.2018, Г. МОСКВА

## 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 длиномерной 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](http://www.mashoil.ru)

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

Россия, 119017, г. Москва  
Пыжевский пер., д. 5, стр. 1, офис 224  
ОТДЕЛ ПРОДАЖ Тел. +375 (29) 664-74-04  
+7 (916) 965-81-01  
E-mail: [sales@mashoil.ru](mailto:sales@mashoil.ru)  
ОТДЕЛ СЕРВИСА Тел. +375 (29) 638 03 54  
+7 (985) 423-18-57

# Использование совмещенной технологии «кислота – проппант» на карбонатных отложениях при проведении ГРП

## Application of Integrated “Acid – Proppant” Technology in Carbonate Reservoirs During Hydraulic Fracturing Operations

М.В. ФАДЕЕВ, заместитель начальника ЦТР ООО «ТаграС-РемСервис»

M. FADEEV, Deputy Head, CTR, TagraS-RemService, LLC

### 1. КРАТКАЯ ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТОВ

Существенная часть запасов нефти Волго-Уральского региона приурочена к залежам, представленным карбонатными коллекторами. Данные залежи представлены известняками и доломитами, в основном массивной текстуры, в разной степени кавернозными и трещиноватыми. Большинство залежей разбито тектоническими нарушениями на отдельные блоки; гидродинамическая связь с законтурной зоной очень затруднена или вообще отсутствует, что существенно осложняет их разработку.

Significant part of oil reserves of Volga-Urals region is located in the deposits represented by carbonate reservoirs. Such formations comprise of limestone and dolomites, mostly of massive composition, with various level of cavern porosity and fracturing. The majority of deposits is separated into blocks by tectonic abnormalities. Pressure communication of them with edge-water zones is constrained or absent at all. All the above seriously complicates development of such reserves.

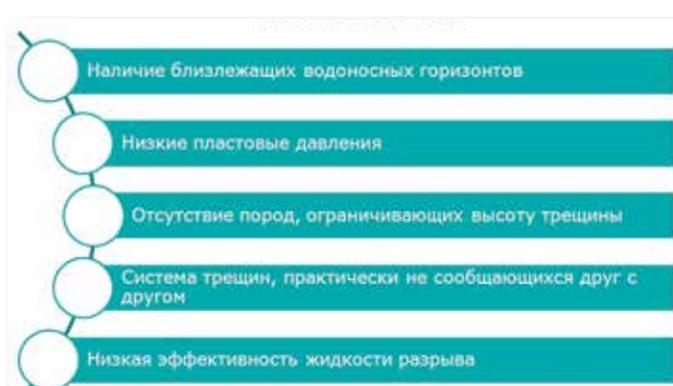


### 2. ТЕКУЩИЕ ПРОБЛЕМЫ ДЛЯ ЭФФЕКТИВНОГО ПРОВЕДЕНИЯ ГРП НА КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ

Текущими проблемами для эффективного проведения ГРП на карбонатных отложениях являются:

- низкие пластовые давления;
- наличие близлежащих водоносных горизонтов;
- отсутствие пород, ограничивающих высоту трещины;
- система трещин, практически не сообщающихся друг с другом;
- низкая эффективность жидкости разрыва.

Для решения данных проблем предлагаем описанные ниже технологии проведения ГРП.



The following items complicate effective hydraulic fracturing completion in carbonate deposits:

- Low formation pressures;
- Presence of near-by water-bearing horizons;
- Absence of rocks that can limit fracture height;
- Network of fractures that almost do not interconnect;
- Low efficiency of fracturing fluid.

In order to solve above-mentioned issues we suggest hydraulic fracturing technologies that will be listed further.

### 3. КИСЛОТНЫЙ ГРП

#### КГРП с закреплением пропантом

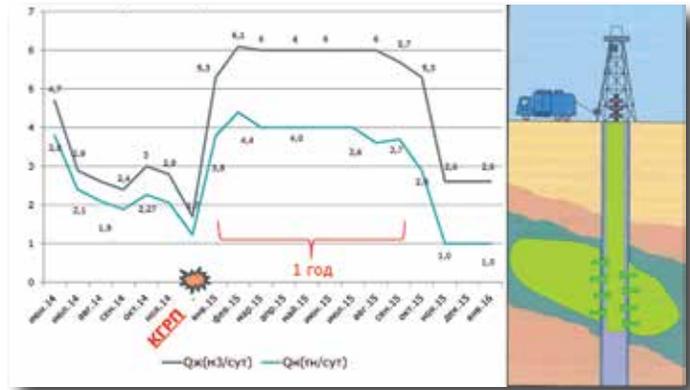
Из-за низких пластовых давлений применение классического кислотного разрыва карбонатных коллекторов далеко не на всех объектах эффективно.

Это объясняется частичным закрытием («схлопыванием») созданных и протравленных кислотой трещин.

#### Acid fracturing with proppant fixation of fractures

Due to the presence of low formation pressures application of conventional acid fracturing may be not efficient.

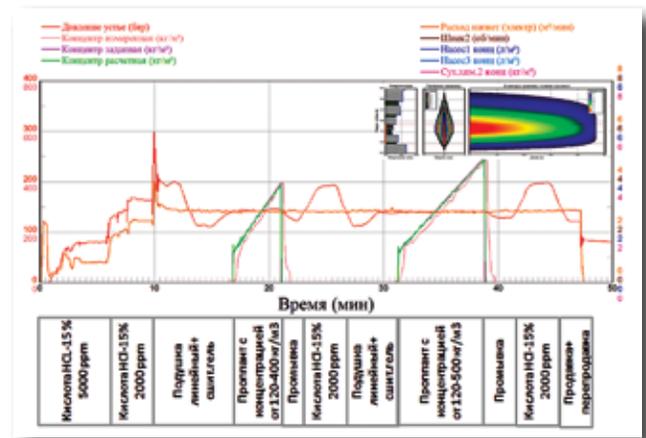
This can be explained by partial closure (“collapse”) of fractures created and treated with acid.



### 4. КГРП С ЗАКРЕПЛЕНИЕМ ТРЕЩИНЫ ПРОПАНТОМ

Высокий потенциал эффективности совмещения двух видов гидравлического разрыва пласта обеспечивает его технологическая особенность, заключающаяся в фиксации длины созданных трещин пропантом и эффективном глубоком проникновении кислоты в удаленную матрицу породы, то есть перемещению воздействия вглубь пласта за счет профиля вытеснения (жидкость разрыва с неньютоновскими свойствами является одним из эффективных материалов для выравнивания профиля).

Совмещение кислотного разрыва с закреплением протравленных трещин пропантом путем последовательной закачки кислотного состава и смеси с пропантом является удачным способом стимуляции низкопроницаемых карбонатных коллекторов с низкими пластовыми давлениями и позволяет ввести в рентабельную работу скважины, на которых иные методы интенсификации добычи оказались неэффективны.



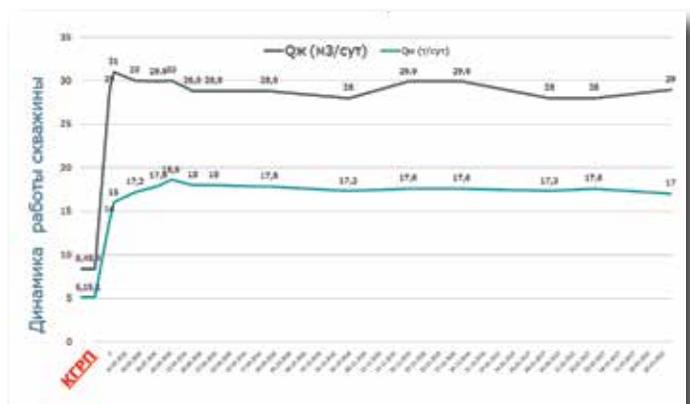
High efficiency option of combining two types of hydraulic fracturing is provided by fixation of created fractures with proppant and deep penetration of acid into remote formation matrix, i.e. the shift of influence deeper into formation due to displacement profile (fracturing fluid with non-Newtonian properties is one of the most efficient materials for conformance control).

Combination of acid fracturing with proppant fixation of acid etched fractures by means of consecutive injection of acid and proppant packs is an effective technique of stimulation of low-permeability carbonate reservoirs with low formation pressures. It allows to organize profitable operation of wells for which other production stimulation methods turned inefficient.

### 5. ДИНАМИКА РАБОТЫ СКВАЖИНЫ ПОСЛЕ КГРП С ЗАКРЕПЛЕНИЕМ ТРЕЩИНЫ ПРОПАНТОМ

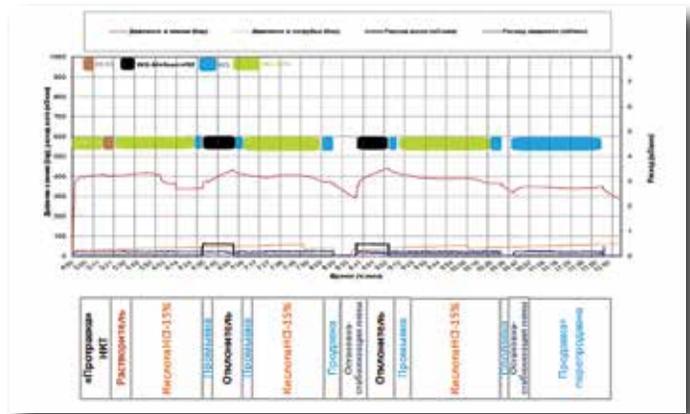
На данном слайде представлена динамика работы скважины после проведения КГРП с закреплением трещины пропантом. Видно, что после процесса дебит нефти увеличился, при этом значительное время дебит нефти не снижается.

This slide shows the dynamics of well operation after acid fracturing with proppant fixation of fracture. One can see that stimulation increased oil flow rate and the latter remains at this level for considerable amount of time.



## 6. КИСЛОТНАЯ МАТРИЧНАЯ ОБРАБОТКА В КАРБОНАТНОМ КОЛЛЕКТОРЕ С ПРИМЕНЕНИЕМ ПЕННЫХ СИСТЕМ

При близком расположении водонасыщенных объектов возле обрабатываемого интервала и наличии частичного цементного камня при проптанном ГРП или КГРП существует определенный риск прорыва трещины в обводненный пласт. В таких случаях целесообразнее использовать технологию матричной БСКО, которая проводится при давлении, не превышающем давления разрыва породы-коллектора, то есть обрабатывается ее матрица (поровое пространство). В связи с низким пластовым давлением зачастую пластовой энергии бывает недостаточно для выноса из коллектора продуктов реакции в короткие сроки. В результате увеличение дебита скважины происходит медленно – по мере очистки трещин. Для решения данной проблемы используется азот на этапе закачки геля. Газированная жидкость значительно повышает проницаемость и проводимость трещин. В результате обработки известняки и доломиты растворяются в кислоте, образуя водорастворимые продукты реакции.

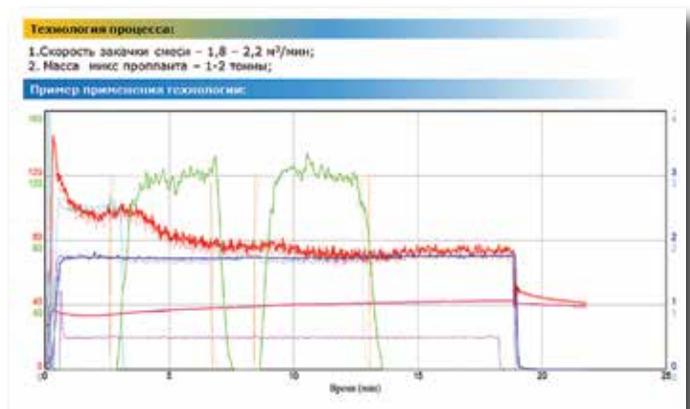


In case there are water-bearing horizons near the treated interval along with fractional cement rock there is a risk of fracture breakthrough into watered layer during both conventional proppant and acid fracturing operations. In such cases it is more reasonable to use the technology of large-volume selective matrix acidizing performed under pressure lower than breakdown pressure of reservoir formation, i.e. only formation matrix (pore volume) is treated. Because of low formation pressure and consequently low reservoir energy reaction products may not be readily carried out of formation. As a result, oil flow rate increases slowly with the fractures getting cleaner. To address this issue one can aerate the acid with nitrogen at the stage of gelling agent injection. Aerated fluid substantially increases permeability and conductivity of fractures. Thus limestone and dolomites are dissolved by the acid during treatment and water soluble reaction products are formed.

## 7. ГРП С СОЗДАНИЕМ ИСКУССТВЕННОГО БАРЬЕРА В КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ

### ГРП с созданием искусственного барьера

Карбонатные коллекторы представляют собой пласты порово-трещиноватого типа. При проведении процессов ГРП в связи с наличием вертикальных трещин при использовании сшитого геля в основном происходит рост трещины в высоту. Для предотвращения данного негативного фактора на стадии «тестовой закачки» производится порционная закачка проппанта (объем проппанта зависит от объема проппанта при основном ГРП). Проппант оседает в нижней части коллектора, тем самым забивая трещины, и позволяет остановить рост трещины в высоту и переориентировать ее в длину.



### Hydraulic fracturing with creation of engineered barrier

Carbonate reservoirs are formations of pore-fractured type. During hydraulic fracturing with crosslinked gel application expansion of fractures takes place mostly in vertical direction due to the fact that fractures themselves are of vertical nature. To eliminate this negative factor one can perform proppant batching (proppant volume depends on the volume of proppant used during main fracturing operation) at the stage of “test pumping”. Proppant tends to settle down in the lower part of reservoir and allows to stop vertical growth of fracture and redirect it into horizontal direction.

## 8. НОВЫЕ ЖИДКОСТИ ГРП

При проведении ГРП на скважинах с наличием близкорасположенных водоносных горизонтов или при отсутствии плотных перемычек в качестве альтернативы шитому гелю, применяемому при стандартных ГРП, может быть использован линейный гель. Недостатком линейных гелей является слабая песконесущая способность, из-за чего ограничена максимальная концентрация пропанта и существует вероятность экранирования трещины на последних стадиях ГРП. В связи с этим область применения линейных гелей ограничена. Решением данной проблемы является использование новой системы жидкости разрыва Bioxantan – полисахаридного самогидратируемого загеливающего агента на основе полисахарида. Данная жидкость разрыва обладает песконесущей способностью в пять раз выше, чем обычные линейные гели.

During hydraulic fracturing of formation in the presence of near-by water-bearing layers or in the absence of leak-proof barriers one can use linear gel as an alternative to crosslinked gel used in conventional fracturing operations. One of the drawbacks of linear gels is their weak sand-carrying capability which generates limitations in terms of maximal proppant concentration and risks of fracture screenout at later fracturing stages. That is the main limitation of linear gels applicability. To address this issue one can use new fracturing fluid based on Bioxantan-polysaccharide self-hydrating gelling agent. This fracturing fluid has sand-carrying capability which is five (5) times higher than that of conventional linear gels.



## 9. ФОРСИРОВАННЫЙ КГРП С ПРОПАНТОМ

### Форсированный КГРП с пропантом

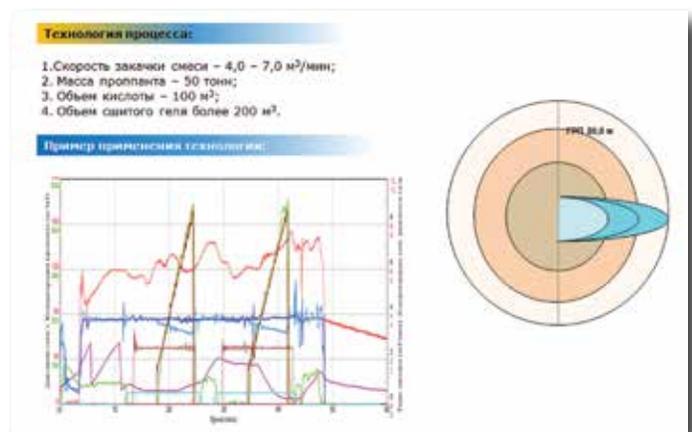
При проведении ГРП на карбонатных коллекторах жидкость разрыва зачастую имеет низкую эффективность. Это происходит из-за высоких утечек жидкости в естественные трещины и каверны, вследствие чего уменьшается длина трещины и дренируемая область. Для решения такого рода задач применяется форсированный КГРП с пропантом.

Данная технология подразумевает форсированное нагнетание жидкости разрыва, смеси с пропантом в больших объемах. Высокий темп нагнетания обеспечивает низкие коэффициенты фильтрации жидкости в естественные каверны, тем самым создаются протравленные кислотой каверны большой протяженности, которые впоследствии закрепляются пропантом.

### Forced acid fracturing with proppant application

During hydraulic fracturing in carbonate reservoirs fracturing fluid often has low efficiency. This is caused by severe fluid loss due to the presence of natural fractures and cavities that decrease fracture length and drainage area. To solve such kind of problems one can use forced acid fracturing with proppant application.

This technology assumes forced pumping of fracturing fluid and proppant in large volumes. High pumping rate provides lower fluid loss coefficient and enables creation of long acid-etched cavities which are then fixed by proppant.



## 10. ВЫВОДЫ

**Рекомендации и выводы**

- Использовать технологию КГРП с закреплением пропантом при низком соотношении пластового давления к гидростатическому.
- Для возможности проведения ГРП в отложениях с близлежащими водоносными горизонтами необходимо проводить работы по изменению стресса в нижней части коллектора.
- Ключевым фактором достижения высоких значений полудлины трещины являются форсированные темпы нагнетания жидкости разрыва.

В заключение необходимо отметить, что все кислотные процессы ГРП были выполнены на оборудовании производства СЗАО «ФИДМАШ», которое себя зарекомендовало как высокотехнологичное и надежное.

**Recommendations and conclusions**

- Use acid fracturing with proppant fixation when the ratio between formation and hydrostatic pressure is low.
- In order to perform hydraulic fracturing of formations in the presence of near-by water-bearing formations it is necessary to change stress conditions in the lower part of reservoir.
- The key factor allowing to reach high levels of fracture half-length is forced (high-rate) pumping of fracturing fluid.

As a conclusion we would like to mention that all acid fracturing operations were performed using equipment manufactured by FIDMASH which proved to be advanced and reliable.



Все кислотные процессы ГРП были выполнены на оборудовании производства СЗАО «ФИДМАШ», которое себя зарекомендовало как высокотехнологичное и надежное.

All acid fracturing operations were performed using equipment manufactured by FIDMASH which proved to be advanced and reliable.





**НЕФТЬ  
ТРАНС  
СЕРВИС**  
РАЗРАБОТКА И ПРОИЗВОДСТВО  
ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ

445035, Россия,  
Самарская обл.,  
г. Тольятти  
ул. Индустриальная, д. 1,  
стр. 61

Т. +7 (8482) 55-72-56,  
55-72-57, 55-72-59  
info@n-ts.ru  
ooo\_nts@inbox.ru  
www.n-ts.ru



Компания ООО «Нефтьтранссервис» является разработчиком и производителем химических реагентов для кислотных обработок ПЗП и кислотного ГРП.

#### Производимые реагенты, применяемые для приготовления кислотных составов:

- стабилизатор ионов железа «AS-IR»
- ингибитор кислотной коррозии «AS-CO»
- диспергатор (противоосадочный агент) «AS-DI»
- деэмульгатор кислотно-нефтяных эмульсий «AS-DA»
- безполимерный кислотный загеливатель «AS-SI»
- эмульгатор «RQ-737» для приготовления нейтральных эмульсий обратного типа
- пенообразователь кислотный «ПСГ-1»
- термо-пеногенирующий состав «ОПС-1»
- взаимный растворитель «ZR-55»
- углеводородные ароматические растворители марок «PR-10», «MR-30,50,70»

Наша цель — это производство конкурентоспособной, высокоэффективной химической продукции с точки зрения качества и технологий.



#### ООО «Нефтьтранссервис» предоставляет полный перечень услуг по инженерно-техническому сопровождению:

1. Анализ скважин-кандидатов под СКО.
2. Предоставление рекомендаций по выбору оптимальной технологии ОПЗ по выбранному объекту.
3. Подготовка предварительных расчетов, составление дизайна обработки с применением ПО «StimPro», составление плана работ на ОПЗ.
4. Проведение лабораторного исследования образцов нефти и воды с выбранной скважины с целью подбора оптимальных дозировок реагентов для приготовления кислотного состава, проведение тестирования образца кислотного состава на совместимость с флюидом.
5. Выезд инженера-технолога на месторождение для контроля процесса приготовления кислотного состава, проведения полевого тестирования приготовленной промышленной партии кислотного состава на соответствие и совместимость, с оформлением полного отчета.
6. Составление матчинга по итогам проведенной обработки, анализ эффективности обработки.
7. Ведение мониторинга эффективности работы скважины с момента вывода на режим.
8. Предоставление рекомендаций по режиму эксплуатации объектов и проведению очередных ГТМ.
9. Поставка реагентов и соляной кислоты с доставкой до месторождений в Урало-Поволжском регионе собственными кислотовозами объемом 15 м<sup>3</sup> и 20 м<sup>3</sup> на базе вездеходов КАМАЗ.

Мы постоянно модернизируем и расширяем линейку поставляемых реагентов. В компании ООО «Нефтьтранссервис» разработкой и внедрением химических решений занимаются высококвалифицированные специалисты, имеющие богатый опыт работы.

Вся наша продукция соответствует самым жестким стандартам и требованиям отрасли. Химические реагенты «Нефтьтранссервис» уже несколько лет успешно применяются на месторождениях Урало-Поволжья, Сибири и Республики Казахстан.

**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**



**ИСОТА  
РОССИЯ**



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](mailto: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](mailto:info@icota-russia.ru)

[www.icota-russia.ru](http://www.icota-russia.ru)

**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.).



**ПРИГЛАШАЕМ ПОСЕТИТЬ НАШ СТЕНД  
В ПАВИЛЬОНЕ 1, СТЕНД № 1B50  
НА ВЫСТАВКЕ "НЕФТЕГАЗ-2018,  
16-19.04.2018, Г. МОСКВА**



## *Тезисы докладов, представленных на 18-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы»*

### *Proceedings of the 18<sup>th</sup> International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference*

#### **Применение ГНКТ при проведении многостадийных ГРП в скважинах с горизонтальным окончанием**

*А.В. Казаков, АО «Башнефтегеофизика»*

Поиск решений, направленных на повышение показателя коэффициента извлекаемости углеводородов и допустимой рентабельности эксплуатации нефтяных и газовых скважин, наряду с возросшей ресурсно-инновационной деятельностью нефтегазовых компаний, связанной с освоением трудноизвлекаемых запасов углеводородов, диктует развитие горизонтального бурения скважин с применением многостадийного ГРП. Муфтовые технологии ГРП, наиболее часто применяемые на сегодняшний день на территории РФ, не могут в полной мере разрешить весь спектр задач, связанных с эффективной эксплуатацией скважины после проведения гидроразрыва пласта. К основным недостаткам муфтовых технологий можно отнести ограничение по количеству стадий, обусловленное диаметром шаров-активаторов, дополнительные затраты на восстановление коммуникации с пластом при отказе элементов заканчивания и отсутствие возможности проведения повторного гидроразрыва – наиболее острую проблему, связанную с отсутствием равнопроходного диаметра ствола скважины, после разбуривания муфт ГРП.

Приоритетным направлением департамента гибких насосно-компрессорных труб группы компаний АО «Башнефтегеофизика», созданного в ноябре 2015 года, является внедрение сервиса безмуфтовых технологий МГРП.

Для реализации данной технологии было спроектировано и закуплено уникальное оборудование, не имеющее аналогов на российском нефтесервисном рынке, в числе которого можно выделить колтюбинговую установку с повышенной емкостью рабочего барабана (5300 м гибкой трубы диаметром 50,8 мм или 6800 м гибкой трубы диаметром 44,45 мм), насосную установку Combo JET, спроектированную на заказ и представляющую собой полный комплекс для проведения гидропескоструйной перфорации (два цементажных насоса, замешивающая система и блендер малой производительности на одном шасси). Шестнадцать единиц техники, входящей в состав флота ГНКТ, позволяют выполнять работы любой сложности без привлечения субподрядных организаций.

На сегодняшний день были успешно выполнены

#### **CT Application during Multi-Stage Fracturing of Horizontal Wells**

*Alexander Kazakov, Bashneftegeophysics, JSC*

Search for solutions to enhance hydrocarbon recovery and increase profitability of oil and gas operation along with increasing innovation activity of oil and gas companies aimed at hard-to-recover reserves development are the main drivers for development of horizontal drilling with multistage fracturing technology. At present time, sleeve fracturing technologies that are the most common in Russia can't solve all range of tasks for effective well operation after fracturing. The main disadvantages of sleeve technologies are: limit number of stages due to diameters of activating balls, additional expenditures for recovery of reservoir-to-well connectivity after failure of injection equipment, impossibility to conduct re-fracturing that is the most important problem since the diameter of the well after milling fracturing sleeves is not constant.

The number one priority of coiled tubing department at Bashneftegeofizika JSC group of companies that was founded in November, 2015 is the introduction of non-sleeve multistage fracturing technologies.

A range of unique equipment with no comparable counterparts in Russian oil service market was designed and purchased in order to implement this technology. This equipment includes coiled tubing unit with the increased reel capacity (5300 meters of coiled tubing with 2-inch diameter or 6800 m of coiled tubing with 1,75-inch diameter), custom-built pump unit Combo JET that is a complete equipment package for sand jet perforation (2 cementing pumps, mixing system, low-capacity blender on one chassis). Sixteen units of equipment in one coiled tubing fleet enable the company to conduct any operation of any complexity with no need to engage subcontractors.

At present time, operations were successfully conducted using bottomhole assembly (BHA) including sand jet perforator and a shut-off packer for isolation of underlying fracturing intervals (annulus fracturing technology). The maximum number of fracturing stages was 23 stages in one well. Also, coiled tubing department successfully carried out one operation combining annulus fracturing and Plug&Perf technologies

работы с применением КНК, в состав которой входит гидropескоструйный перфоратор и пакер-отсекатель для изоляции нижележащих интервалов гидроразрыва пласта (технология ГРП по затрубному пространству). Максимальное количество стадий гидроразрыва пласта на скважину составило 23 шт. Также в активе департамента успешно выполненная комбинированная работа, сочетающая применение технологии ГРП по затрубному пространству и технологию Plug&Perf (гидравлически активируемый посадочный инструмент для установки композитных мостовых пробок в связке с гидropескоструйным перфоратором, спускаемым на ГНКТ).

Помимо использования общедоступных западных технологий, компания АО «Башнефтегеофизика» совместно с крупнейшим производителем перфорационных зарядов в России работает над созданием безмуфтовой технологии BNG WirePlug – аналога зарекомендовавшей себя во всем мире технологии Plug&Perf. Существенным различием между технологиями является средство доставки КНК к месту проведения внутрискважинных операций, в качестве которого предполагается использование гибкой трубы с геофизическим кабелем. Немаловажным плюсом является использование тандема последовательного срабатывания в составе КНК, исключающее какие-либо временные задержки между срабатыванием секций компоновки и позволившим активировать компоненты системы по команде взрывника с поверхности земли.

Испытания компоновки низа колонны, проходившие минувшим летом на взрыв полигоне, подтвердили работоспособность системы и в полной мере разрешили поставленные задачи:

- посадку пакера ГПШ-92;
- отсоединение посадочного инструмента;
- последовательное срабатывание секций перфораторов;
- опрессовку пакера на максимальное рабочее давление 700 атм.

Вторым этапом разработки стала модификация посадочного инструмента под композитные мостовые пробки с целью повышения эффективности технологии путем минимизации временных затрат при фрезеровании многостадийных скважин. Повторные испытания показали эффективность работы компонентов КНК, подтверждаемую успешным тестированием установленной композитной мостовой пробки на максимальное рабочее давление 70 МПа, требуемое для успешного выполнения гидроразрыва пласта. На сегодняшний день департамент гибких насосно-компрессорных труб готов к проведению опытно-промышленных работ на скважине.

### **Новый уровень автоматизации, безопасности и эффективности: взгляд производителя**

*Ю.В. Белугин, СЗАО «ФИДМАШ»*

Одними из критериев безопасных и успешно проводимых работ с применением

(hydraulically activated setting tool for installing composite bridge plugs together with CT-deployed sand jet perforator).

Apart from application of conventional western technologies, Bashneftegeofizika JSC in cooperation with the largest manufacturer of perforation charges in Russia conducted research on development



А.В. Казаков  
Alexander  
Kazakov

of non-sleeve technology BNG WirePlug that is an analogue of Plug&Perf technology that proved its efficiency around the world. The main difference between these technologies is the method of BHA deployment to the operation depth – coiled tubing with logging cable was designed for this purpose. The important advantage

is the application of consequently actuating tandem as a part of BHA that eliminates any time delays for activation of assembly sections and enables perforation engineer to activate components from the surface.

Testing of bottomhole assembly that was conducted this summer on experimental explosion area proved the efficiency of the system and solved all tasks that were set:

- Setting of packer GPSH-92;
- Disconnection of setting tool;
- Consequent activation of perforator sections;
- Pressure test of packer for the maximum operation pressure 700 atm.

The second stage of development was modification of setting tool for composite bridge plugs installation feature in order to increase effectiveness of the technology by mitigation of time expenditures during milling in wells after multistage fracturing. The second pilot tests proved the efficiency of BHA components operation that was supported by successful pressure test of composite bridge plug at 70 MPa that is a required pressure for hydraulic fracturing. At present time, coiled tubing department is ready for pilot testing of this technology in wells.

### **New Level of Automation, Safety and Efficiency. Manufacturer's Outlook**

*Yury Belugin, FIDMASH*

One of the criteria for safe and successful work with the use of high-tech equipment is its automation and the availability of qualified personnel. In today's world without the use of electronics it is impossible to imagine any production, let alone oil and gas industry. In

высокотехнологичного оборудования являются его автоматизация и наличие квалифицированного персонала. В современном мире без применения электроники невозможно представить ни одно производство, а тем более нефтегазовую отрасль. В докладе на примере этапов развития собственных контрольно-регистрирующих систем (колтюбинговых, азотных, насосных установок) освещается текущее состояние и дальнейшее видение данного направления. Более подробно рассказывается об автоматической системе управления и сбора данных криогенной азотной установки. Не оставлено без внимания и информационное обеспечение, которое сегодня формирует тенденцию «облачного» доступа. Рассказывается о дистанционном мониторинге за состоянием оборудования через сервер удаленного доступа. Это позволяет пользователю в любой момент времени узнать о текущем состоянии установок. В докладе рассматриваются современные тенденции по организации повышения квалификации операторов оборудования на примере специализированных тренажеров, действующих как на базе персональных компьютеров, так и специализированных тренажеров, максимально приближенных к реальному оборудованию.

#### **Опыт стимуляции многостворных горизонтальных скважин с применением системы захода в боковые стволы Discovery MLT на ГНКТ в карбонатном коллекторе**

*Т. Галиев, УК «Алреп»; К. Бурдин, К. Стародубцева, «Шлюмберже»; А. Нуруллин, Р. Гайнетдинов, АО «Татнефтеотдача»*

В 2016–2017 годах УК «Алреп» и АО «Татнефтеотдача» совместно с компанией «Шлюмберже» был реализован проект, в результате которого было пробурено и введено в эксплуатацию 11 многозабойных горизонтальных скважин на Степноозерском месторождении.

Степноозерское месторождение находится в Республике Татарстан. Одним из основных объектов разработки является башкирский ярус, представленный карбонатными породами. Коллекторы характеризуются высокой гетерогенностью как вертикальной, так и горизонтальной. Нефти при пластовой температуре обладают аномалиями вязкости и подвижности и относятся к классу неньютоновских жидкостей.

Для обнаружения и избирательного доступа в многостворные скважины была применена система захода в боковые стволы Discovery MLT, предоставленная компанией «Шлюмберже». Благодаря данной системе был осуществлен заход для проведения последующей кислотной обработки в 40 открытых горизонтальных стволов на 11 скважинах. Данная технология доказала свою эффективность и готова к тиражированию при работе в многозабойных скважинах и приобретает все большую популярность среди добывающих компаний.



Ю.В. Белугин  
Yury Belugin

the report, the current state and further vision of this direction is highlighted using the example of the stages of development of own control and recording systems (coiled tubing units, nitrogen pumps, pumping units). More details are given about the automatic control and data collection system of a cryogenic nitrogen unit. Information support is also highlighted, which today forms a trend of "cloud" access. It is spoken about remote monitoring of the state of the equipment through a remote access server. This allows the user to learn about the current state of the settings at any time. The report examines the current trends in the organization of advanced training for equipment operators using the example of specialized simulators, operating both on the basis of personal computers and specialized simulators, as close to real equipment.

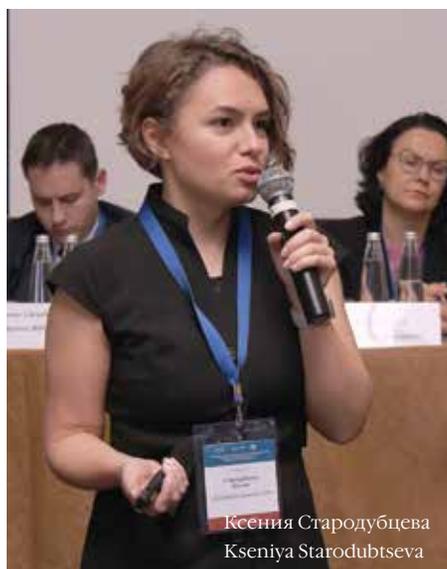
#### **Experience of Stimulation of Multi-Barrel Horizontal Wells with the Application of Sidetracking System Discovery MLT on Coiled Tubing in a Carbonate Reservoir**

*T. Galiev, Alrep; K. Burdin, K. Starodubtseva, Schlumberger; A. Nurullin, R. Gainetdinov, Tatnefteotdacha, JSC*

In 2016–2017 years "Alrep" and JSC

"Tatnefteotdacha" with Schlumberger implemented the project where 11 multilateral horizontal wells were drilled and put into operation at Stepnoozerskoye oilfield.

Stepnoozerskoe oilfield located in the Republic of Tatarstan. One of the main development objects is the Bashkirian Stage, represented by carbonates.



Ксения Стародубцева  
Kseniya Starodubtseva

Reservoir rock is characterized by high heterogeneity, both vertical and horizontal. At reservoir temperature the oil has anomalies of viscosity and belong to the non-newtonian fluids.

Для стимуляции притока в скважинах проводились кислотные обработки при помощи самоотклоняющихся кислотных композиций Viscoelastic Diverting Acid (VDA) и Dynamic Acid Dispersion (DAD):

1. 17%-я соляная адаптированная кислота была выбрана в качестве основной жидкости для кислотной обработки и растворения пород, состоящих в основном из кальцита.
2. Для улучшения контакта кислоты с породой при кислотной обработке применялся растворитель для удаления остатков углеводородов, которые могут разрушить VDA.
3. Эмульсия растворителя и кислоты (DAD – Dynamic Acid Dispersion) позволила улучшить контакт кислоты с породой за счет отмыва от тяжелых углеводородов и одновременного растворения породы.
4. Самоотклоняющийся вязкоупругий кислотный состав на бесполимерной основе (VDA – Viscoelastic Diverting Acid) позволил выполнить стимуляцию непротравленных зон за счет образования геля после реакции кислоты с породой и временного закупоривания вытравленных кислотой каналов.

Кроме того, сочетание высокотехнологичных решений «Шлюмберге» и эффективных по стоимости услуг локальных компаний позволило УК «Алреп» и АО «Татнефтеотдача» сократить затраты времени на производство работ на 58% и сократить общую стоимость работ на 24%, сохраняя при этом качество.

### **Использование совмещенной технологии «кислота – проппант» на карбонатных отложениях при проведении ГРП**

*М.В. Фадеев, ООО «ТатраС-РемСервис»*

Существенная часть запасов нефти Волго-Уральского региона приурочена к залежам, представленным карбонатными коллекторами. Данные залежи представлены известняками и доломитами, в основном массивной текстуры, в разной степени кавернозными и трещиноватыми. Большинство залежей разбито тектоническими нарушениями на отдельные блоки. Гидродинамическая связь с законтурной зоной очень затруднена или вообще отсутствует, что существенно осложняет их разработку.

Применение обработки призабойной зоны кислотными растворами или классического кислотного разрыва карбонатных коллекторов далеко не на всех объектах эффективно. Это объясняется частичным закрытием («схлопыванием») созданных и протравленных кислотой трещин из-за низких пластовых давлений.

Совмещение кислотного разрыва с закреплением протравленных трещин проппантом путем последовательной закачки кислотного состава и смеси с проппантом способствует стимуляции низкопроницаемых карбонатных коллекторов с низкими пластовыми давлениями и позволяет ввести в рентабельную работу скважины, на

Multilateral reentry system Discovery MLT technology was provided by Schlumberger to give selective access in multilateral wells. At Stepnoozerskoe oilfield, It was performed entrance into 40 open horizontal laterals with following acid treatment in 11 wells. This technology has proved its effectiveness and ready to replicate when working in multilateral wells and becoming more and more popular among operators.

To stimulate production of wells, acid treatments were performed with the help of Viscoelastic Diverting Acid (VDA) and Dynamic Acid Dispersion (DAD):

1. 17% adapted HCl was chosen as the main liquid for acid treatment and dissolution of rocks which are mainly consist of calcite.
2. To improve “acid-rock” contact with acid treatment, a solvent U066 was used to remove hydrocarbon residues that could destroy VDA.
3. DAD-Dynamic Acid Dispersion is used to improve the contact of the acid with the rock by washing it off from heavy hydrocarbons and, at the same time dissolving the rock.
4. VDA allowed stimulation of unstimulated zones, by gel formation after reaction of acid with rock and temporary blockage of acid-etched channels.

In addition, the combination of high-tech solutions from Schlumberger and cost-effective local services enabled «Alrep» and «Tatnefteotdacha» reduce the time on the production of work by 58% and reduce the total cost of work by 24%, while service quality is keeping at the same level.

### **Utilization of Acid-Proppant Technology in Carbonate Deposits during Hydraulic Fracturing**

*M. Fadeev, TagraS-RemService, LLC*

There are substantial volumes of oil reserves in carbonate reservoirs in Volgo-Ural region. These reservoirs are dominated by limestones and dolomites with massive cavernous and fracture structure to different extents. The majority of reservoirs are separated into blocks by tectonic faults. Hydrodynamic connectivity with perimeter zone is obstructed or there is no connectivity at all. That makes these reservoirs difficult to develop.

The application of bottomhole acid treatment or typical acid hydraulic fracturing are not always effective in carbonate reservoirs. This is due to the local closing of fractures that were formed by acid due to low reservoir pressures.

Combination of acid fracturing with securing developed fractures with proppant by consequent injection of acid composition and proppant mixture provides stimulation of low-permeability carbonate reservoirs with low pressures. This also provides profitable commissioning of wells where other stimulations proved to be inefficient.

The proximity of water-bearing formations is a constraint to the technology. Mitigation of this negative factor is provided by the technology of restricting fracture length based on the mini-frac

которых иные методы интенсификации добычи оказались неэффективны.

Близость водоносных пластов ограничивает применение технологии. Минимизацией данного негативного фактора стало применение технологии ограничения высоты трещины, заключающейся в закачке на минифраке смешанной фракции проппанта, подаваемой на линейном геле. Эффект заключается в экранировании высокопроводимых каналов, связывающих объект ГРП с нижележащими водоносными пластами, увеличении радиуса дренирования.

Возникают случаи, когда имеются ограниченные расстояния до водоносных горизонтов сверху и снизу. При данных ограничениях возможно использование новой жидкости ГРП. Данная жидкость разрыва обладает песконесущей способностью в пять раз выше, чем обычные линейные гели. Данная технология подразумевает форсированное нагнетание жидкости разрыва – смеси с проппантом в больших объемах. Высокий темп нагнетания обеспечивает низкие коэффициенты фильтрации жидкости в естественные каверны, тем самым создаются протравленные кислотой каверны большой протяженности, которые впоследствии закрепляются проппантом.

Применение нестандартного опыта и вовлечение новых жидкостей разрыва и технологий позволяют удерживать добычу нефти после проведения ГРП на должном уровне.

### **О характере коррозионных процессов и ингибировании коррозии гибких труб**

*Л.Ф. Давлетшина, К.В. Ильков, Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина*

Колтюбинговые установки, обладающие рядом преимуществ, все чаще применяются при кислотных обработках скважин. Однако недостатком таких технологий является снижение ресурса гибкой трубы – ключевого элемента установки – под воздействием агрессивной среды. Это связано с влиянием кислотной среды на металл при наличии больших знакопеременных циклических нагрузок на гибкую трубу.

Применение ингибиторов кислотной коррозии является универсальным методом для снижения скорости коррозии внутрискважинного оборудования. К ингибиторам коррозии в кислотных средах относятся органические гетероатомные соединения, активность которых определяется адсорбцией молекулы ингибитора на поверхности металла. Степень покрытия металла слоем ингибитора, в свою очередь, зависит от температуры, концентрации ингибитора и времени контакта с металлом. Важную роль играет и характер металлического оборудования, прежде всего его химический состав.

Известно, что гибкие трубы представляют собой стали, содержащие такие легирующие элементы, как хром и никель, повышающие устойчивость

injection of the mixed proppant fraction delivered by a linear gel. The stimulation effect is in isolation of high-permeability channels that connect fracturing target reservoir with underlying water-bearing reservoirs and enhancement of drainage area.

In some cases there is a restricted distance to water-bearing reservoirs from above and below. In these cases new fracturing fluid can be used. The proppant-carrying capacity of this fluid is 5 times higher than conventional linear gels. The technology is based on rapid injection of

high volumes of fracturing fluid with proppant. High injection rate provides low filtration factor in natural caverns thus providing development of long acid-treated caverns that are secured with proppant afterwards.

The application of unconventional experience and introduction of new fracturing fluids and technologies provide maintaining

oil production at the required level.

### **On the Character of Corrosion Processes and Coiled Tubing Corrosion Inhibitors**

*L. Davletshina, K. Il'kov, The I.M. Gubkin RSU of Oil and Gas, REC "Oilfield chemistry"*

Coiled tubing units with many advantages are increasingly widely used for acid treatment operations. However the disadvantage of this technology is a decrease in coiled tubing service life - the key element of the unit – when exposed to corrosion environment. This is due to the fact that acid environment affects metal during great alternating cyclic stressing on coiled tubing.

The application of acid corrosion inhibitors is a universal method for reducing downhole equipment corrosion rate. Corrosion inhibitors in acid environment include organic heteroatomic compounds. The activity of these compounds is determined by adsorption of inhibitor molecule on metal surface. Degree of metal surface coverage with inhibitor, in turn, depends on temperature, inhibitor concentration and residence time with a metal. Type of metal equipment and chemical composition in particular is also important.

It is known that coiled tubing is a steel material containing alloying elements such as chrome and nickel that enhance acid resistance and steel strength as well as other elements (manganese, silicon and copper) that enhance mechanical characteristics.



Кирилл Ильков  
Kirill Il'kov

к кислотам и прочность стали, а также другие (марганец, кремний, медь), влияющие на механические характеристики.

В НОЦ «Промысловая химия» была исследована эффективность различных промышленных ингибиторов коррозии: СОНКОР-9510(К), НАПОР-КБ, Хемикс-ИК, Инвол-2А, Инвол-2Б, ВНПП-2-В, Катасол 28-3, СНПХ-6438А, NJ-100 в кислотных средах на основе раствора 15%-й соляной кислоты. Ингибиторы добавлялись в состав в рекомендуемой производителями концентрации – 0,3%. Образцы выдерживались в исследуемых растворах 24 ч, скорость коррозии определяли гравиметрическим методом.

Исследования показали, что скорость коррозии стали гибкой трубы А-606 в неингибированной 15%-й HCl в 21,4 раза меньше этого показателя для стали Ст3кп (8,76 м<sup>2</sup>/ч). Однако, несмотря на большую устойчивость к кислоте стали гибкой трубы, защитный эффект ингибиторов (52,1–74,9%) оказался хуже, чем для Ст3кп. Для составов с ингибиторами Инвол-2А, Инвол-2Б, ВНПП-2В, Катасол-28-3 скорость коррозии оказалась выше предельно допустимой нормы 0,2 г/м<sup>2</sup>·ч.

Снижение концентрации ингибиторов до 0,1 и 0,05% позволило повысить защитный эффект для NJ-100 до 80,8%. Для образцов НАПОР-КБ, Хемикс-ИК, Инвол-2А, Инвол-2Б скорость коррозии росла со снижением концентрации. При пониженной концентрации ВНПП-2В скорость коррозии даже выросла в 1,88 раза по сравнению с 15%-й HCl без ингибитора.

Дальнейшие исследования были направлены на оценку скорости коррозии при 3 ч, характерных для проведения работ на скважине. В результате ингибиторы СНПХ-6438 (А) и NJ-100 показали защитный эффект 94,0–95,1%. Относительное изменение скорости коррозии различных ингибиторов через 3 и 24 часа может указывать на различную адсорбционную способность и, следовательно, различную химическую природу ингибиторов.

### **Применение ГНКТ с геофизическим кабелем в РУП «Производственное объединение «Белоруснефть»**

*П.В.Ревяков, БелНИПИнефть, РУП «Производственное объединение «Белоруснефть»*

С 2010 года в РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» применяются гибкие насосно-компрессорные трубы (ГНКТ), оснащенные геофизическим кабелем для выполнения работ колтюбинговыми установками производства СЗАО «ФИДМАШ». Доклад состоит из двух частей. В первой части доклада описывается применяемое в Республике Беларусь колтюбинговое оборудование, безопасный способ оснащения ГНКТ кабелем, изложен опыт работ и преимущества способа. Во второй части доклада содержится информация о колтюбинговых технологиях в РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» с применением ГНКТ и геофизического кабеля,

«Oilfield chemistry» REC conducted research on the efficiency of different commercial corrosion inhibitors: SONKOR-9510 (K), NAPOR-KB, Khemix-IK, Invol-2A, Invol-2B, VNPP-2-V, Katasol 28-3, SNPKH-6438A, NJ-100 in acid environment on the basis of 15% solution of hydrochloric acid. Inhibitors were added to the solution with 0.3% concentration according to manufacturer's recommendations. Samples were maintained in solutions under study during 24 hours, corrosion rate was measured by gravimetric method.

Research showed that corrosion rate of A-606 coiled tubing steel in uninhibited 15% HCl was 21.4 times lower than that of St3kp steel grade (8.76 m<sup>2</sup>/hr). However, despite great resistance of coiled tubing steel to acid, inhibitors protective effect (52.1-74.9%) was lower than that for St3kp steel grade. In compositions with Invol-2A, Invol-2B, VNPP-2-V, Katasol 28-3 inhibitors corrosion rate exceeded the maximum allowed value 0.2 g/m<sup>2</sup>·hr.

A decrease in inhibitor concentration to 0.1 and 0.05% enhanced protective effect for NJ-100 up to 80.8%. In compositions with NAPOR-KB, Khemix-IK, Invol-2A, Invol-2B corrosion rate increased with a decrease in concentration. With low concentration of VNPP-2V inhibitor corrosion rate increased by 1.88 times than that of 15% HCl without inhibitor.

The following research was aimed at evaluation of corrosion rate during 3 hours that is a common time period for well operation. As a result, SNPKH-6438A and NJ-100 inhibitors showed protective effect of 94.0-95.1%. Relative change in corrosion rate for different inhibitors after 3 and 24 hours can indicate different adsorption capacity and consequently different chemical nature of inhibitors.



Максим Фадеев  
Maksim Fadeev

### **CT Application Together with Logging Cable at Belarusneft**

*Pavel Revyakov, BelNIPIneft, Belarusneft*

Starting from 2010 Belarusneft has been applying coiled tubing (CT) equipped with logging cable for operations carried out using coiled tubing units manufactured by FIDMASH. The

report consists of two parts. The first part describes coiled tubing equipment used in the Republic of Belarus, safe method of installing logging cable into coiled tubing, operation experience and advantages of this method. The second part of the report is dedicated to coiled tubing technologies in Belarusneft with coiled tubing and logging cable, cable head designed by BelNIPIneft for logging in

разработанной БелНИПИнефть кабельной головке для геофизических исследований горизонтальных скважин, а также о технологических схемах при бурении, фрезеровании портов МГРП системой направленного бурения.

### **Современное оборудование для внутрискважинных работ с использованием колтюбинговых установок**

*Сергей Атрушкевич, СЗАО «Новинка»*

Совместное закрытое акционерное общество «Новинка» выступает как инновационная структура, ориентированная на создание и производство новой техники для нефтегазодобывающей отрасли, в том числе внутрискважинного оборудования и инструмента для работы с колтюбингом. В первой части доклада было представлено оборудование для доставки геофизических приборов, которое предназначено для доставки геофизических приборов в горизонтальные стволы скважин с использованием колтюбинговых установок. Обеспечивает проведение геофизических исследований горизонтальных и субгоризонтальных скважин, в которые доставка приборов при помощи кабеля (или жесткого кабеля) не представляется возможной. В докладе были даны подробные характеристики кабельных головок и соединительных компоновок, разработанных конструкторами предприятия.

Центральная часть сообщения была уделена инновационному высокотехнологичному оборудованию для проведения скважинных работ.

Система направленного бурения СНБ89-76М предназначена для управляемого бурения горизонтальных, наклонно-направленных и вертикальных скважин, в том числе на депрессии. Обеспечивает контроль внутрискважинных параметров и определение положения КНБК в режиме реального времени. Использование данного оборудования позволяет осуществлять бурение боковых стволов с высокой точностью.

Внутрискважинная компоновка КС301 позволяет осуществлять сразу две технологии: кислотоструйное бурение и селективную обработку боковых стволов. Кислотоструйное бурение – технология, обеспечивающая кислотный намыв боковых стволов в карбонатных коллекторах с использованием колтюбинговой установки на необсаженном участке ствола скважины. В состав компоновки для кислотоструйного бурения входит автономный блок инклинометрии, который обеспечивает запись зенитного и азимутального положения компоновки во встроенную память с последующим чтением данных на поверхности. Механизм ориентирования делает возможными поворот и отклонение нижней части компоновки. Ориентирование происходит путем создания перепада давления на исполнительном механизме поворотной части компоновки. При проведении селективной обработки боковых стволов указанный комплект оборудования позволяет направить

горизонтальные скважины, operation diagrams for drilling and milling multistage fracturing ports with directional drilling system.

### **Latest Equipment for Intervention Operations Using Coiled Tubing Units**

*Sergei Atrushkevich, Novinka, CJSC*

Joint private company Novinka is an innovative company aimed at development and manufacture of the latest equipment for oil and gas production industry including downhole tools and equipment for coiled tubing operations. The first part of the report was dedicated to equipment for conveying logging tools into horizontal wellbores using coiled tubing units. This equipment provides conducting logging in horizontal and subhorizontal wells where deployment of tools using wireline (or rigid cable) is not possible. The presentation contained detailed specifications of cable heads and connectors developed by company designers.

The main part of the report was dedicated to innovative high-tech equipment for well intervention.

Directional drilling system SNB89-76M is designed for drilling of horizontal, directional and vertical wells including underbalanced drilling. The system provides monitoring of downhole parameters and locates the position of BHA in real time. The application of this equipment provides drilling sidetracks with high accuracy.

The bottomhole assembly KS301 allows two technologies to be implemented at once: acid-jet drilling and selective sidetracks treatment. Acid-jet drilling is a technology that provides acid jetting

of sidetracks in carbonate reservoirs using a coiled tubing unit in open hole section of the wellbore. The assembly for acid-jet drilling includes an autonomous inclinometer that records the zenith and azimuthal position of the assembly in the built-in memory with subsequent reading of the data on the surface. The orientation mechanism ensures the rotation and

deflection of the lower part of the assembly. Orientation is achieved by creating a differential pressure on the actuation mechanism of the rotary part of the assembly. In the selective treatment of sidetracks, this set of equipment allows you to orient the tool and inject acid directly into the selected sidetrack.

In conclusion, the speaker described downhole



Павел Ревяков  
Pavel Revyakov

инструмент и произвести закачку кислоты непосредственно в выбранный ствол.

В заключение докладчик остановился на внутрискважинном инструменте для работы с ГНКТ: соединителях, разъединителях, циркуляционных и обратных клапанах. Были подробно охарактеризованы также соединительная компоновка (moterhead), промывочные насадки, центраторы, овершоты, тросоловки, печать торцевая, устройства специального назначения (отклонитель шарнирный, устройство поворотное гидравлическое, отклонитель шарнирный гидравлический). Также была представлена информация о ходе выполнения проекта по разработке дефектоскопа колтюбинговой трубы, который позволяет измерять толщину стенки и геометрию колтюбинговой трубы, а также выявлять ее дефекты. Готовое изделие будет представлено на рынке в 2018 году.

### **Ускорение работ при проведении многостадийного гидроразрыва пласта с применением технологии Premium Port + Jackal**

*В. Карпов, Н. Паршин, АО «РИТЭК»; К. Бурдин, К. Стародубцева, М. Новиков, М. Демкович, «Шлюмберже»; А. Алероев, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»*

В 2017 году на месторождении имени В.Н. Виноградова, АО «РИТЭК», был получен успешный опыт работ с применением технологии проведения многостадийного гидроразрыва пласта по малому затрубному пространству между гибкой насосно-компрессорной трубой и насосно-компрессорной трубой в скважинах, с использованием хвостовиков с управляемыми портами ГРП Premium Port + Jackal. Конструкция портов Premium Port дает возможность проводить селективные ГРП как на новых скважинах, так и на скважинах, находящихся в эксплуатации, а также при необходимости выборочно закрывать порты ГРП при водо- и газопроявлениях или различного рода исследованиях скважины.

Данный метод показал высокую эффективность и надежность. Так, за период с февраля по октябрь 2017 года было выполнено 12 скважин с 11–16 ГРП на каждой скважине без осложнений (по причине применения данной технологии).

Проведение МГРП с ГНКТ в скважине возможно благодаря применению специального оборудования:

- ГНКТ диаметром 50,8 мм. Данный типоразмер трубы позволяет выполнять работы в скважинах с горизонтом до 2000 м, а также проводить промывку с эффективными расходами в случае СТОП ГРП;
- Крестовина с протектором для ГНКТ Cameron в составе противовыбросового оборудования. Протектор необходим для обеспечения защиты ГНКТ от эрозии проппантом при проведении ГРП;
- Тщательная подготовка скважины перед спуском ключа во избежание НПВ.

Проведение МГРП без подъема ГНКТ из скважины привело к значительному сокращению операционного времени работы. Экономия рабочего

tools for operations with coiled tubing: connectors, disconnectors, circulation and check valves. The reporter described in detail the following equipment: connector assembly (motorhead), cleanout nozzles, centralizers, overshots, centration tools, overshots, wireline catchers, impression tool, specific devices (knuckle deflector, hydraulic

rotation device, and hydraulic knuckle deflector). Also presentation contained information on the development of coiled tubing failure detector that provides detection of defects and measurement of wall thickness and geometry of coiled tubing. The complete product will be presented at the market in 2018.



Люция Давлетшина  
Lucia Davletshina

### **Work Intensification during Multi-Stage Hydraulic Fracturing using Premium Port + Jackal Technology**

*V. Karpov, N. Parsbin, RITEK; K. Burdin, K. Starodubceva, M. Novikov, M. Demkovich, Schlumberger; A. Aleroev, LUKOIL-Engineering, LLC*

In 2017 RITEK successfully performed multistage hydraulic fracturing through CT-tubing annulus in wells equipped with liners with controlled fracturing ports Premium Ports+ Jackal in Vinogradova field. Premium Ports design provides the opportunity to conduct selective fracturing both in new wells and already producing wells and if required – close fracturing ports selectively in case of water or gas breakthrough or deferent well testing operations.

This method proved its high efficiency and reliability. During the period from February to October 2017 twelve operations with 11–16 fracturing stages in each well were conducted without complications.

Multistage fracturing using coiled tubing is possible due to the application of special equipment:

- Coiled tubing with 2-inch diameter. This diameter provides conducting operations in wells with horizontal wellbore length up to 2000 m and cleanout operation with effective rates in case of sand out;
- Cross tee with protector for Cameron coiled tubing as part of blowout equipment. Protector is required for coiled tubing protection from proppant erosion during fracturing;
- Thorough well preparation before running setting tool in order to avoid non-production time.

Multistage fracturing with no need to pull CT out from the well reduced operation time. Time saving as compared to operations with complete CT lifting

времени в сравнении с проведением работ с полным подъемом ГНКТ перед каждой операцией ГРП составила 50% при увеличении количества портов ГРП на одну скважину на 60%. Среднее время на один порт ГРП сократилось в 3 раза – с 60 до 20 часов.

### **Колтюбинг мог бы стать ключом к крупным запасам углеводородов**

*Мартин Райланс, BP Russia*

На Аляске и в Сибири значительный объем запасов нефти содержится в преимущественно песчаных пластах с малой глубиной залегания, низкой температурой и высокой вязкостью, разработка которых еще не ведется. После разведочных работ, проведенных около 30 лет назад (компанией BP в Аляске), некоторые ключевые характеристики до сих пор нуждаются в определении, для того чтобы начать экономически эффективную разработку.

Изначально предполагалось проводить разработку по эффективной на тот момент (1980-е) технологии бурения вертикальных скважин с проведением в них гидроразрыва пласта, однако требуемое количество скважин и объектов наземной инфраструктуры свидетельствовало о нерентабельности разработки. Очевидно, что следующим решением было применение горизонтальных скважин (1990-е) ввиду быстрого развития данной технологии в тот период. Однако большой показатель выноса песка с прорывами воды при текущей системе заводнения сделали технологию горизонтальных скважин нерентабельной.

После различных попыток, включающих применение фильтров с гравийной набивкой (2000-е), могло показаться, что рентабельного метода разработки этих месторождений не существует. Однако компания BP считает, что применение технологии гидроразрыва пласта с фильтром (в которой используются все приборы, которые никогда не применялись в комплексе друг с другом) может решить данную экономическую проблему.

По мнению авторов, основной проблемой горизонтальных скважин является вынос песка, который является причиной частых прорывов воды к забою скважин. Традиционные методы борьбы с пескопроявлением крайне сложные, малоустойчивые к внешним факторам, дорогостоящие, и, как известно, приводят к большому скин-эффекту (по всей длине горизонтального участка скважины).

Авторы считают, что единственным способом разработки данных пластов является применение широко развитой технологии многостадийного гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах. Даже учитывая общую нерентабельность вертикальных скважин с ГРП, применение гидроразрыва привело к росту добычи и необходимому контролю выноса песка, в результате чего эти скважины до сих пор добывают нефть (в малых количествах) спустя 30 лет. Совместное использование технологии ГРП со сдвижными

before each fracturing was 50%, fracturing ports number was increased by 60%. The average time for one fracturing port was reduced 3 times – from 60 to 20 hours.

### **Coiled Tubing Could Be the Key to Major Reserves**

*Martin Rylance, BP Russia*

There are substantial volumes of oil in place, in both Alaska and Siberia, in shallow cold viscous and sand-prone formations, that have as yet defied any economic development. With appraisal having taken place over nearly 30 years (in



Сергей Атрушкевич  
Sergei Atrushkevich

BP Alaska) a number of key behaviours remain to be resolved if this oil is ever to be produced in an economic and beneficial manner.

Originally (1980s) investigated with fractured vertical wells, while this approach proved robust, the number of wells and associated surface infrastructure required to develop the reserves made this impractical. Logically, the application of horizontal wells technology was the next step (1990s), as this was a developing approach elsewhere. However, extensive sand production as well as production ending water MBEs (Major Breakthrough Events) in the waterfloods, also made the horizontal wells impractical.

With various trials, including gravel-packing, having taken place throughout the (2000s), it has looked as though a cost-effective approach might elude the industry. However, in a scenario that closely reflects the development of the Frac-Pack approach (i.e. all tools are out there just no-one has screwed them together), BP believe that the industry is on the verge of resolving this economic conundrum.

The major issue with horizontal wells, it would appear, is that the sand production itself encourages the occurrence and frequency of the MBE events. Conventional sand control approaches are too intricate, too sensitive and far too expensive and as we all know often result in very high positive skins (this only being offset by the horizontal length of the well).

We believe that the tools that have been extensively developed to deliver multi-fractured horizontal wells are just the solution these reservoirs have been waiting for. While the vertical fractured wells were themselves uneconomic, the fracturing demonstrated the uplift and inherent

муфтами (с функцией фильтра) потенциально позволяет обеспечить борьбу с пескопроявлением с минимальным эффектом интенсификации притока. Применение горизонтальных скважин со сдвижными муфтами (с функцией фильтра) в количестве от 10 до 20 и набухающими пакерами может обеспечить рентабельность разработки. Кроме того, в случае прорыва воды можно определить обводненный интервал и закрыть соответствующую муфту, что обеспечит продолжительную добычу нефти из скважины.

Колтюбинговые технологии являются основным методом активации сдвижных муфт при ГРП, поэтому потенциально именно эти технологии должны быть использованы для разработки месторождений на Аляске и в Сибири. На Аляске колтюбинг широко используется почти для всех видов скважинных работ и является высокоэффективной, рентабельной и достаточно адаптивной технологией. Как указано выше, одной из основных причин высокой рентабельности колтюбинга является возможность установки приборов контроля пескопроявлений без использования буровой установки, которая в это время может быть использована для бурения другой скважины. На текущий момент компания ВР предполагает начать опытно-промышленные исследования данной технологии на месторождении 1Q18. Если метод покажет свою эффективность, он может стать ключом к уникальным запасам нефти на Аляске и в Сибири.

### **Эжекторная очистка скважин – высокоэффективная технология для скважин с аномально низкими пластовыми давлениями**

*Роман Сибгатуллин, СЗАО «Новинка»*

Разработанная СЗАО «Новинка» система эжекторной очистки скважины предназначена для выполнения операций промывки в вертикальных и горизонтальных скважинах, а также скважинах с аномально низкими пластовыми давлениями и высоким поглощением жидкости. Данная технология обеспечивает гарантированный вынос твердой фазы из скважины с подъемом ее на поверхность. Данный способ промывки получил распространение в тех случаях, когда применение промывки с обычной циркуляцией нецелесообразно или невозможно. Технология эжекторной очистки успешно прошла ОПР на скважинах, пробуренных по технологии SAGD в месторождении тяжелых нефтей. С использованием этой технологии была произведена очистка скважин после бурения и обсадки от бурового раствора и скважин с песчаными пробками.

Система эжекторной очистки позволяет производить непрерывную очистку по всему стволу скважины до забоя. Скорость движения жидкости к устью составляет 1,8 м/с, что обеспечивает подъем твердой фазы плотностью 1800 кг/м<sup>3</sup> с размерами частиц до 3 мм. Для скважин с аномально низким

sand control that is required, many of these wells still on production 30 years later (at very low rates). Combining hydraulic fracturing with sliding sleeves (that have a screen option) potentially provides a sand control option, with an offsetting stimulation effect. A horizontal well with 10 to 20 sliding sleeves (screened) and swell packers, would potentially allow cost effective development to take place. Additionally, should an MBE event occur, the offending sleeve could be identified and closed

which would result in continued production and recovery from the well.

As Coiled Tubing has been one of the key tools that have been used to deploy these sliding sleeve discrete fracturing approaches, this potentially will be the key to deployment in Alaska and Siberia. Certainly in Alaska, Coiled Tubing is widely used for almost all kinds of well activity, highly efficient, cost-effective and nimble. Indeed

one of the major cost advantages of the approach, as noted above, is that the drilling rig is released to drill another well and sand control is installed in a conventional rig-less manner. Currently in the define stage, BP hope to be moving to a field trial in 1Q18, if this approach is effective it could unlock major new development phases in both Alaska and Siberia.



Константин Бурдин  
Konstantin Burdin

### **Ejector Well Cleanout. Application Experience**

*Roman Sibgattulin, Novinka, CJSC*

The ejector well cleanout system developed by Novinka is designed for cleanout operations on horizontal wells and wells with abnormally low reservoir pressure and high fluid loss volume. This method of cleanout is used in wells where cleanout with conventional circulation is not efficient or simply impossible. Ejector cleaning technology has successfully passed pilot commercial development in wells drilled using SAGD technology in a heavy oilfield. Using this technology, wells were cleaned out after drilling and casing from drilling mud and wells with sand plugs.

Ejector cleanout system provides continues well cleanout along the whole wellbore down to bottomhole. The fluid rate of the surface is 1.8 m/s. This provides removal of solid phase with 1800 kg/m<sup>3</sup> density and particles diameter of up to 3 mm. For wells with anomalously low pressure, ejector well cleanout technology allows to clean wells with a pressure gradient up to 0.05 atm/m. The ejector well

давлением технология ЭОС позволяет производить очистку скважин с градиентом давления до 0,05 атм/м. Система ЭОС может быть доработана для более низких градиентов давления. Данный способ промывки основан на эффекте эжектирования, создаваемого потоком, имеющим большую скорость течения (струйный насос). Для циркуляции используется двойная (концентричная) гибкая труба, где рабочий поток подается вниз по малой ГНКТ, а эжектируемый поднимается вверх по большей ГНКТ. Двойная ГНКТ смотана на барабан, имеющий специальный вертлюг. Внутрискважинная компоновка имеет гидромониторные сопла для размыва отложений и создания взвеси твердой фазы для последующего его подсоса в эжекторе. В докладе были даны результаты проведенных ОПР, технические характеристики ЭОС, подробно охарактеризован комплект оборудования для проведения операций и приведены характеристики всех его составляющих.

### Новые возможности моделирования кислотного воздействия

*Е.В. Шеляго, И.В. Язынина, кафедра разработки и эксплуатации нефтяных месторождений РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина*

Кислотное воздействие является одним из наиболее распространенных видов стимуляции скважин. Успешность той или иной технологии кислотного воздействия определяется точностью прогнозирования эффекта воздействия на околоскважинную зону пласта. Прогнозы составляют на основе данных лабораторного и математического моделирования.

Существует ряд лабораторных методик, позволяющих протестировать кислотные составы, оценить их влияние на фильтрационно-емкостные свойства образцов горных пород. Современные лаборатории выполняют множество видов анализов, однако их бездумное использование неспособно дать необходимую для дальнейших расчетов информацию. При составлении программы лабораторных исследований часто не учитывают тип горной породы и особенности строения ее пустотного пространства. Это приводит к тому, что лаборатории проводят некорректно поставленные эксперименты, результаты которых неспособны дать реалистичный прогноз промыслового эффекта.

На основании имеющегося опыта исследований мы можем дать следующие рекомендации по тестированию и планированию работ в коллекторах разного типа.

1. Для карбонатных пород порового и кавернозного типа:
  - Определять количество кислотного состава, необходимого для образования сквозного высокопроводящего канала.
  - Минимизировать расход кислоты на промысле путем подбора скорости нагнетания кислотного состава, при котором его объем, необходимый для образования сквозного канала, минимален.



Любовь Магадова  
Lyubov Magadova

cleanout system can be modified for lower pressure gradients. This method of cleanout is based on the ejection effect produced by a flow having a high flow velocity (jet pump). For circulation, a double (concentric) CT is used, where the working flow is fed down a small coiled tubing, and the ejected tube rises upward along a larger coiled tubing. The

double coiled tubing is wound on a drum having a special swivel. The intracellular arrangement has jetting nozzles for eroding sediments and creating a solid suspension for subsequent sucking in the ejector. The report presented the results of the pilot commercial development conducted, the technical specifications of the ejector well cleanout, the detailed set of equipment for operations and the characteristics of all its components.

### New Possibilities of Acid Treatment Simulation

*I. Yazylnina, E. Shelyago, The I.M. Gubkin RSU of Oil and Gas*

Acid treatment is one of the most widespread methods of well stimulation. Performance of every acid treatment technology is determined by the accuracy of forecast of treatment effect on near-wellbore region. Forecasts are made on the basis of laboratory and mathematical simulation data.

There are several laboratory methods that enable testing of acid compositions and evaluate its impact on porosity and permeability of rock samples. Modern laboratories conduct many types of analysis. However, the light-headed application of these methods will not provide the information required for the following estimations. Often, the rock type and structural features of voids are not considered when developing laboratory tests program. This leads to wrong experiments, the results of which do not provide a real forecast of the effect.

According to our research experience we can provide the following recommendations for testing and job planning in different types of reservoir.

1. For porous and cavernous carbonate rock:
  - Determine the volume of acid composition required for creation of high-conductive pass-through channel.
  - Minimize the acid rate by selection of speed of acid injection so that the acid volume required for creation of the channel is minimal.
  - Evaluate the uniformity of acid treatment by

- Оценивать равномерность кислотной обработки путем визуализации картины разрушений скелета породы с помощью рентгеновской компьютерной томографии образца керна.
2. Для терригенных пород:
    - Определять изменение фильтрационных свойств при кислотном воздействии.
    - Определять изменение механических свойств и влияние деформационных нагрузок на проницаемость – кислота может растворить значительную часть скелета породы, в результате порода становится рыхлой, возможен вынос песка.
  3. Для карбонатных пород трещинного типа необходима разработка отдельных методов лабораторного анализа, поскольку керновый материал подобных отложений не представлен по отношению к продуктивному разрезу. Наш коллектив разработал концепцию совмещения томографических, лабораторных и промысловых данных для реконструкции цифровой 3D-модели участка околоскважинной зоны пласта, вскрытого скважиной. Современные возможности моделирования течения жидкостей на уровне отдельных пор и трещин позволяют многократно проигрывать на 3D-модели варианты кислотного воздействия, определять при этом изменение проводимости сложных систем трещин и выдавать конечный результат в виде коэффициентов изменения продуктивности или приемистости.

**Первый опыт применения технологии отклонения с мультимодальными гранулами при проведении матричной обработки на морском месторождении Каспия**

*М.Ю. Голенкин, И.Р. Халиуллов, А.П. Бяков, ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть»; А.Б. Чарушин, К.В. Бурдин, С.А. Верещагин, О.В. Оленникова, А.А. Борисенко, М.А. Лобов, В.Кобец, «Шлumberge»*

В 2016 году был получен первый опыт в России применения технологии отклонения с мультимодальными гранулами при проведении матричной обработки карбонатного коллектора водопоглощающей скважины на морском месторождении в Северном Каспии.

Основными целями, поставленными заказчиком, стали восстановление приемистости водонагнетательных скважин при одновременном выравнивании профиля посредством временной изоляции высокопоглощающих интервалов. Задачи, которые предстояло решить для достижения поставленных целей, разделились на два направления: проведение большеобъемной кислотной обработки призабойной зоны пласта волжского региона руста J3V и установка кислотной ванны в интервале пласта неокомского надъяруса.

**Блокирующая пачка с мультимодальными гранулами – технология Open Path Sequence**

Использование вязкоупругих самоотклоняющихся кислот нашло широкое применение на

visualization of rock matrix destruction by means of X-ray computer imaging.

2. For terrigenous rock:
  - Determine the change in filtration characteristics during acid treatment.
  - Determine the change in mechanical characteristics and the impact of strain stress on permeability - acid can dissolve significant part of rock matrix that can lead to rock loosening resulting in sand breakthrough.
3. Fractured type of carbonate rock requires development of separate methods of laboratory analysis since core sample of this rock is not representative as compared to production reservoir. Our company developed the idea of combination of tomographic, laboratory and field data for modernization of 3D simulation of near-

wellbore region. Modern methods of simulation of fluid flow through separate pores and fractures provide the opportunity to test different types of acid treatment using 3D simulation and determine the change in conductivity of complex fracture systems and present the results as ratios of change in production or injectivity.



Роман Сигбатуллин  
Roman Sigbatullin

**First Implementation of Diversion Stimulation Service with Multimodal Particles in Caspian Offshore Oilfield**

*M. Golenkin, I. Khaliullov, A. Byakov, LUKOIL-Nizhnevolzhskeft; A. Charushin, K. Burdin, S. Vereschagin, O. Olennikova, A. Borisenko, M. Lobov, V. Kobets, Schlumberger*

In 2016, the first application in Russia of a diversion technology with multimodal granules was performed during matrix treatment of a carbonate reservoir in a water-absorbing well in an offshore field in the northern Caspian Sea.

The operator's main objectives were the recovery of water-absorbing well injectivity while simultaneously straightening the profile by a temporary isolation of high-absorbing intervals. To achieve the objectives, two operations needed to be performed: large-volume acidizing of J3V Volgian regional stage and acid spotting in the interval of the Neocomian superstage.

**Diversion Pill with Multimodal Granules – «Open Path Sequence» technology**

Viscoelastic self-diverting acids became widely used in vertical, directional, and horizontal

вертикальных, наклонных и горизонтальных скважинах с длиной ствола в пределах 100 м. Однако в современных горизонтальных скважинах, вскрывающих сотни метров пласта с разными фильтрационно-емкостными свойствами, зонами трещиноватости, отклоняющие способности вязких систем требуют усиления. Поэтому было предложено использовать технологию на основе блокирующих пачек с мультимодальными частицами.

Пачка, временно кольматирующая зоны трещиноватости и/или зоны выраженного поглощения жидкости при проведении ОПЗ, представляет собой состав из специальных гранул терморазлагаемого полимера и терморазлагаемых волокон. При попадании в высокопроницаемую зону частицы разного диаметра резко уменьшают проницаемость зоны и оказывают блокирующий эффект. Добавление волокон стабилизирует пачку и снижает утечки технологической жидкости по трещине или фильтру до минимума.

Эта технология используется в качестве потокоотклонения для проведения кислотного ГРП в вертикальных и горизонтальных скважинах, а также для проведения пропантного МГРП в цементлируемых хвостовиках [1]. При воздействии забойной температуры пачка саморазлагается, не оставляя загрязнений после проведения обработки.

#### Литература

1. SPE-183725-MS.

### **Применение новой технологии производства гибких труб (ГТ) в полевых операциях и новый класс ГТ для улучшения качества работ с содержанием сероводорода**

*Т.Р. Сабитов, Tenaris*

Новая технология производства гибких труб была разработана и внедрена в полевых операциях в 2015 году. В новой технологии используется новая сталь и новый процесс термообработки для полного преобразования микроструктуры для получения значительно улучшенной и однородной микроструктуры и свойств вдоль всей колонны гибких труб, включая сварные швы. Многочисленные ГТ с прямой и конической стенкой были коммерчески применены и использованы в различных полевых операциях и средах. Информация была собрана для оценки эффективности использования на основе новой технологии 125-ksi и 110-ksi минимальных пределов текучести СТ. Результаты полевых исследований показывают новые технологические характеристики и использование ГТ, значительно превосходящие обычные возможности и опыт работы в области ГТ. Кроме того, тестирование ГТ после интенсивного использования на месторождениях показывает значительный срок службы, который остается и возможен для использования и подтверждает наблюдения и

wells with a borehole length less than 100 m. However, in modern horizontal wells that open up hundreds of meters of formations with various filtration-volumetric properties and fracture zones, the diverting capacities of viscous systems must be strengthened. Thus, it was proposed to use a technology based on a diversion pill with multimodal particles.



Тимур Сабитов  
Timur Sabitov

The pill, which temporarily fills fracture zones and/or zones of strong fluid loss during the treatment, is a composition of special granules from thermodegradable polymer and thermodegradable fibers. When penetrating into a highly permeable zone, particles of different diameters markedly reduce the zone permeability and have a blocking effect. The addition of fibers stabilizes the pill and minimizes the leakage of

treating fluid through a fracture or filter.

This technology is used as a flow diversion for acid fracturing in vertical and horizontal wells, as well as for proppant in multistage hydraulic fracturing in cemented liners (Al-Kanaan et al. 2017). Exposed to bottomhole temperature, the pill self-destructs without leaving contaminants after treatment.

#### References

[1] SPE-183725-MS

### **Field Performance of New Coiled Tubing Technology and a New Grade for Improved Sour Service**

*Timur Sabitov, Tenaris*

A new coiled tubing (CT) manufacturing technology was developed and introduced to commercial field operations in 2015. The new technology uses new steels and new heat treatment processes for complete microstructure transformation to produce significantly improved and uniform microstructure and properties along the entire coiled tubing string, including bias welds. Numerous straight and tapered wall thickness CT strings have been commercially deployed and used in various field operations and environments. Information has been collected for CT field performance evaluation of the new technology 125-ksi and 110-ksi minimum yield strength CT grades. Field results show new technology CT performance and utilization far beyond any conventional CT capability and experience. Additionally, testing of CT strings after extensive field use shows significant remaining string life

выводы из предыдущих обширных лабораторных и полевых испытаний.

Новая технология производства ГТ также была расширена, чтобы получить новый класс ГТ с пределом текучести 95 ksi. Этот новый класс ГТ имеет значительно лучшую общую производительность, чем сопоставимые обычные марки ГТ. Он также имеет значительно лучшую производительность в кислой, водной среде, содержащей сероводород. В докладе представлены результаты испытаний в сероводородной и в среде без H<sub>2</sub>S для нового класса ГТ и сравнения с другими классами ГТ. Сероводородный тест на усталость проводился на образцах ГТ после 4-дневного сероводородного воздействия. Испытание на растрескивание под воздействием сероводорода и тест на усталость в средах H<sub>2</sub>S показывают, что новый класс 95-ksi ГТ имеет намного лучшую устойчивость, чем обычный класс 90-ksi, который в настоящее время является самым высоким классом ГТ, регулярно используемым в сероводородной среде.

### **Новые разработки (внутрискважинный инструмент) ООО «НПП «РостЭКтехнологии»**

*Ю.Н. Штахов, ООО «НПП «РостЭКтехнологии»*

В докладе был дан краткий обзор геофизических соединителей для ГНКТ с кабелем. Обзор вспомогательного инструмента.

В частности, рассмотрены:

- Переводник-соединитель цанговый типа ПСК-55;
- Насадка реверсивная двойного действия для подъема проппантных пачек из горизонтальных участков скважины.

### **О факторах, вызывающих снижение эффективности кислотных обработок**

*Л.А. Магадова, Л.Ф. Давлетшина, В.Б. Губанов, П.С. Михайлова, В.Д. Власова, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, НОЦ «Промысловая химия»*

Кислотные обработки представляют собой преимущественный метод интенсификации работы скважин. Их эффективность определяется дебитом скважины до и после проведения кислотных обработок. На сегодняшний день для отечественных месторождений эффективность в среднем составляет не более 40%. Снижение эффективности может возникнуть в результате взаимодействия кислотных составов с нефтями, высокого межфазного натяжения на границе кислотный состав – нефть, а также по причине низкой приемистости самой скважины, что вызывает необходимость создания высоких перепадов давления при закачке.

При контакте нефти с кислотным составом высока вероятность образования вязких эмульсий и осадков. Образование осложнений такого типа преимущественно зависит от структурно-группового состава самой нефти. При рассмотрении проблемы образования высоковязких эмульсий необходимо учитывать тип используемой кислоты и ее

and confirms observations and conclusions from previous extensive laboratory and field testing.

The new CT manufacturing technology also has been extended to produce a new, 95-ksi yield strength CT grade. This new CT grade has significantly better general performance than comparable conventional CT grades. It also has substantially better performance in sour, aqueous H<sub>2</sub>S-containing environments. Non-sour and sour test results for the new CT grade and comparisons with other CT grades are presented in the paper. Sour fatigue tests were conducted on full-body CT samples after 4-day sour exposure. Sulfide stress cracking and sour fatigue testing in H<sub>2</sub>S environments show that the new 95-ksi CT grade has much better sour performance than the conventional 90-ksi grade that is currently the highest CT grade regularly used in sour environments.

### **New Developments (Well Intervention Tools) of NPP RosTEKtechnologies, LLC**

*Y. Shtakbov, RosTEKtechnologies, NPP, LLC*

The reporter provided a brief review of logging connectors for coiled tubing with a cable and a review of additional equipment.

In particular, the report was dedicated to the following tools:

- Collet connector-adapter of PSK-55 type;
- Reversible double-acting nozzle for lifting proppant from horizontal wellbore.

### **About Factors That Reduce the Efficiency of Acid Treatments**

*L. Magadova, L. Davletshina, V. Gubanov, P. Mikbailova, V. Vlasova, Gubkin RSU of Oil and Gas, Oilfield chemistry SEC*

Acid treatment is a primary method of well production enhancement. The efficiency of acid treatments is determined by a production rate before and after treatment. Today, efficiency of treatments in Russian fields is 40% on average. Efficiency can decrease as a result of reaction between acid composition and oil, high interfacial tension at

the interface “acid composition-oil” and low injectivity of the well. This requires high pressure gradients during injection.

When oil contacts acid composition the probability of development of viscous emulsions is high. These complications depend mostly on structural composition of the oil. When considering



Всеволод Бугров  
Vsevolod Bugrov

концентрацию, поскольку данные факторы оказывают значительное влияние на реологические характеристики образующихся нефтекислотных эмульсий. Также в практике отмечено, что процесс стабилизации эмульсий и осадкообразования усиливается при появлении в системе катионов  $Fe^{3+}$ .

Снижение эффективности кислотных обработок из-за невозможности закачки расчетного объема кислотного состава может объясняться как кольматацией призабойной зоны пласта твердовзвешенными частицами, так и образованием высоковязких эмульсий, возникающих в процессе закачки кислоты (эмульсии возникают на контакте кислоты и нефти), что подтверждается исследованиями как в свободном объеме, так и фильтрационными исследованиями.

Для увеличения эффективности кислотных обработок необходимо добиваться снижения межфазного натяжения, что увеличивает коэффициент охвата действия кислоты на интервал обработки. Для этого в кислотные составы добавляют поверхностно-активные вещества (ПАВ). Однако снижение межфазного натяжения может способствовать образованию устойчивых нефтекислотных эмульсий, которые будут препятствовать проникновению кислоты в пласт.

В докладе изложены основные закономерности образования и данные по поведению малоизученных ранее нефтекислотных эмульсий на основе сульфаминовой и соляной кислот как наиболее часто применяемых на практике. Также представлены результаты подбора ПАВ для кислотных составов на основе сульфаминовой кислоты, значительно снижающие межфазное натяжение на границе кислота – нефть. Показано, что наиболее эффективными ПАВ-деэмульгаторами являются анионные ПАВ. Выявлено отсутствие прямой зависимости эффективности разделения эмульсии от значения межфазного натяжения и отмечена особенность взаимодействия САК с исследуемой нефтью: при одной и той же концентрации ПАВ увеличение концентрации кислоты приводило к большему расслоению кислотной эмульсии.

### **Роботизированные системы Welltec® для ГТМ на геофизическом кабеле ООО «Велтэк Ойлфилд Сервисес (РУС)»**

*В.С. Бугров, ООО «Велтэк Ойлфилд Сервисес (РУС)»*

Роботизированные устройства на каротажном кабеле способны выполнять те же задачи, для решения которых традиционно применяется оборудование КРС и установки ГНКТ. В докладе мы расскажем о применении технологий компании «Велтэк» для решения задач по доставке комплексных геофизических приборов в горизонтальные скважины, обеспечению доступа в стволы горизонтальных скважин, проведения механических работ по манипуляции муфтами ГРП, а также проведения аварийных работ с применением механического резака труб.



Юрий Штаххов  
Yuri Shtakhov

the problem of development of high-viscous emulsions, it is necessary to take into account the type and the concentration of the acid. These factors have significant impact on rheological characteristics of oil-acid emulsions. Also, experience shows that stabilization of emulsions and precipitation is enhanced after  $Fe^{3+}$  cations are added.

Efficiency of acid treatment can decrease

due to the inability to inject the pre-determined volume of acid composition. This can be explained by both clogging of near-wellbore region with solid suspended particles and development of high-viscous emulsions as a result of injection of acid (emulsions develop after a contact between acid and oil). This is proved by free-space tests and filtration research.

In order to increase efficiency of acid treatments it is necessary to decrease interfacial tension thus increasing acid sweep efficiency on treatment interval. For this purpose surfactants are added to acid compositions. However, decrease in interfacial tension can result in development of stable oil-acid emulsions that will prevent acid from penetrating into the reservoir.

The report describes main patterns of development and behavior of poorly-studied oil-acid emulsions based on the most common sulfamic and hydrochloric acids. Also, the report included the results of surfactants selection for acid compositions based on sulfamic acid. These surfactants significantly reduce interfacial tension at the oil-acid interface. It is shown that the most effective demulsifiers are anionic surfactants. It is shown that there is no direct correlation between effectiveness of emulsion separation and interfacial tension value. Also one peculiarity of reaction between sulfamic acid and oil is described: increase in acid concentration with the same surfactant concentration resulted in more effective separation of acid emulsion.

### **Welltec® Robot Systems for Well Intervention Using Logging Cable**

*Vsevolod Bugrov, WellTec Oilfield Services (RUS)*

Robot tools deployed on logging cable can be used for the same tasks that are solved using conventional methods such as workover equipment and coiled tubing units. In this report we will tell about the application of Welltec technologies for deployment of complex logging tools in horizontal wells, providing access to horizontal wellbores, operations with fracturing sleeves and emergency operations using mechanical tubing cutter.

## Снижение стоимости ГРП с помощью кластерной технологии: опыт и перспективы

*А.В. Юдин, «Шлюмберже»*

В основе кластерной технологии ГРП HiWAY лежит фундаментально новая концепция обеспечения проводимости трещины. Проппант все еще используется в новом методе стимуляции для того, чтобы удерживать стенки трещины открытыми после гидроразрыва, но в данном случае он размещается неоднородно. Проппантные структуры создаются наземным оборудованием путем пульсирования концентрации проппанта. Дальнейший поток проппантных структур по НКТ и трещине поддерживается разрушаемым волоконным материалом, который консолидирует проппантные структуры и предотвращает их осаждение. После смыкания трещины пустоты между кластерами проппанта остаются открытыми для потока, и таким образом вдоль трещины формируются каналы для притока углеводородов в течение всего срока эксплуатации скважины, что увеличивает проводимость и эффективную полудлину трещины.

За последние годы в России проведено более 900 операций по ГРП с применением кластерной технологии HiWAY, опубликовано 15 статей SPE, которые подтверждают универсальную применимость технологии в широком диапазоне коллекторов. Дебиты скважин не уступают стандартной технологии, а зачастую превосходят соседние скважины с традиционным гидроразрывом. Основным преимуществом кластерной технологии является сокращение материалов – проппанта до 45% и технологической воды – до 25%, соответственно, затраты на ГРП значительно снижаются. Также снижаются риски преждевременных остановок работ за счет волоконного армирования жидкости и наличия чистых пульсов между проппантными кластерами. При МГРП в горизонтальных скважинах также важен эффект по сокращению времени цикла заканчивания.

Следующим шагом по оптимизации кластерной технологии на российском рынке компания «Шлюмберже» видит замену дорогостоящего керамического проппанта на более доступный кварцевый песок. Именно в данном методе гидроразрыва имеется возможность получать качественную трещину без требований к высокой проводимости самого расклинивающего агента. Нарботан подход для проектирования и закачки таких работ, комбинация кластерной технологии с кварцевым песком получила название технологии Salik и позволяет сделать дополнительный значительный шаг по снижению затрат недропользователей на гидроразрыв пласта.

Аналитическая группа журнала «Время колтюбинга».  
Время ГРП»



Алексей Юдин  
Alexey Udin

## Reducing Completion Costs with Channel Fracturing – Experience and the Way Forward

*Alexey Udin,  
Schlumberger*

A fundamentally new concept of fracture conductivity generation forms the basis for the HiWAY channel fracturing technology development. Proppant is still used with new stimulation technique to keep fracture walls separated after treatment, but now it is placed heterogeneously. Proppant structures are created with surface equipment by pulsating proppant concentration. Further flow of proppant structures along the tubular and fracture is supported with degradable fibrous material which keeps the proppant structures consolidated and prevents settlement. After fracture closure on proppant structures, the voids between remain open for flow, and thus channels are formed along the fracture to deliver hydrocarbons during the production life of the well. Open channels increase fracture conductivity by orders of magnitude, which significantly improves fracture cleanup from treatment fluids and polymer residues resulting in higher effective fracture half-length.

Over 900 HiWAY operations have been pumped in Russia within recent years. 15 SPE papers were published indicating overall success and wide application range for the technique to local geological conditions. Production rates are comparable to conventional stimulation technique if not higher. The main advantage of the new method is in reduction of the required materials – proppant consumption cuts by upto 45% and fracturing fluids are cut by upto 25%. Respectively, fracturing treatment costs are reduced. Risks of premature screenouts are also reduced do to fibers and clean pulses around the proppant slugs. It is also important that completion time is reduced with the new method, especially in case of multistage fracturing in horizontal wells.

The next step to optimize channel fracturing technique foreseen by Schlumberger is to replace expensive ceramic proppant with cheaper quartz sand. Unique technology allows to break the link between proppant pack permeability and fracture conductivity. There is a workflow already developed and implemented to design such fractures and optimize channels conductivity. A combination of the channel fracturing with quartz sand was given a name of Salik technology that allows to make another significant step in reducing clients costs on fracturing.

Analytical Group of the Coiled Tubing Times

# Coiled/tubing times

ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА  
ВРЕМЯ ГТТ

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



**КОЛТЮБИНГ –**  
это инструмент,  
преображающий все  
внутрискважинные работы

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

Индекс в подписном каталоге «Роспечать» – 84119



# ОГРОМНЫЙ ОПЫТ В СФЕРЕ ОКАЗАНИЯ НЕФТЕГАЗОСЕРВИСНЫХ УСЛУГ

Предоставление качественного оборудования и услуг с упором на новые технологии и усовершенствованные разработки

# ТРЕНД ДОЛЖЕН ЗАДАВАТЬСЯ ЗАКАЗЧИКОМ TREND SHOULD BE SET BY THE CUSTOMER

На вопросы журнала «Время колтюбинга. Время ГРП» отвечает Ф.В. Беляев, генеральный директор ООО УК «Норд-Система». Беседа записана 10 ноября 2017 года в процессе 18-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы».

## «Время колтюбинга»: Филипп Владимирович, каков профиль УК «Норд-Система»? Кто выступает в роли ее основных заказчиков?

**Филипп Беляев:** Имея более чем шестилетний опыт руководящей работы в одной из самых интенсивно развивающихся нефтесервисных компаний, я открыл новую компанию, которая называется «Управляющая компания «Норд-Система». Это консалтинговая компания, оказывающая услуги в области нефтегазового сервиса. Наши основные заказчики – компании с различными направлениями деятельности. Среди них есть компании, которые занимаются колтюбингом, есть те, которые проводят ГРП, осуществляют внутрискважинные работы, специализируются на капитальном ремонте скважин, производстве оборудования и т.д. У нас достаточно широкий перечень направлений.

## ВК: Какие услуги предлагает УК «Норд-Система»?

**Ф.Б.:** Основные услуги, которые мы оказываем, – это юридическая и финансовая поддержка, бухгалтерские, инжиниринговые услуги, IT-услуги. Также одним из наших направлений является торговое представительство и представительство по маркетингу. Мы получаем полномочия от наших клиентов и представляем их интересы по продвижению различных технологий у заказчиков – добывающих компаний. В том числе мы занимаемся развитием своих собственных проектов.

## ВК: Получается, что «Норд-Система» работает как посредническая структура?

**Ф.Б.:** Нет, абсолютно нет. Не у всех российских компаний развиты отделы маркетинга, где-то их вообще нет, но компании заинтересованы в продвижении новых технологий. Мы находим эти технологии для них. Если у заказчика сервисных услуг есть необходимость получить интегрированный сервис, т.е. комплекс технологических решений, то мы проводим необходимые переговоры, объединяем подрядчиков в один интегрированный продукт, который предлагаем заказчику. Мы изучали мнение заказчиков, в частности, «Газпром нефти», «Роснефти», – для них такая форма работы является



*Coiled Tubing Times Journal conducted interview with Philip Belyaev, chief executive officer at UK Nord-Sistema LLC. The interview was held on November, 10, 2017 during the 18<sup>th</sup> International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference.*

## Coiled Tubing Times: Philip Vladimirovich, what is a business area of

## UK Nord-Sistema? What companies are the main customers?

**Philip Belyaev:** After working for more than six years on a senior management position for one of the fast-developing oil service companies I founded new company – Nord-Sistema. This is a consulting company that provides services in oil and gas industry. Our main customers are companies with different business areas. These companies conduct coiled tubing operations, hydraulic fracturing, well interventions, workover operations, some companies manufacture equipment and so on. We work with a wide range of business areas.

## CTT: What services does UK Nord-Sistema provide?

**P.B.:** Our main services are legal and financial support, accounting, engineering and IT services. Also one of our business areas is the commercial and marketing department. We obtain authority from our customers and promote different technologies to production companies on behalf of our customers. In addition we develop our own projects.

Практика привлечения внешнего консультанта очень популярна в западных странах, когда клиенту нужно получить независимое экспертное мнение по наиболее сложным и ответственным проектам.

Attracting an external consultant is very popular in western countries when a client needs to obtain an independent expert opinion on the most complex and responsible projects.

## CTT: So, Nord-Sistema is an intermediary company?

**P.B.:** No, absolutely not. Not all Russian companies have well-developed marketing departments, some companies don't have any, but they want to promote new technologies. We find these technologies for these companies. If the customer of the service requires integrated service, i.e. a complex

удобной, потому что им не нужно самостоятельно искать подрядчиков, особенно для выполнения каких-либо нестандартных видов работ. Мы понимаем их потребности, потому что я занимался практикой более шести лет и многие флагманские технологии продвигались на рынок при моем непосредственном участии. У меня есть понимание, что именно нужно на текущий момент, какова конъюнктура рынка. Мы приходим к заказчику с уже готовым продуктом, под ключ. Мы ведем проект полностью: от начала и до заключения договора, проводим переговоры, если необходимо, от лица наших заказчиков участвуем в тендерных процедурах и реализуем проект вплоть до его сопровождения с инженерной стороны. Ни для кого не секрет, что добывающие компании тоже активно пользуются услугами привлеченных консультантов, часто западных, с большим накопленным опытом по узкоспециализированным направлениям. Практика привлечения внешнего консультанта очень популярна в западных странах, когда клиенту нужно получить независимое экспертное мнение по наиболее сложным и ответственным проектам. Надеемся, что крупным добывающим компаниям тоже будут интересны наши услуги.

**ВК: Велика ли численность персонала в компании и где территориально базируется «Норд-Система»?**

**Ф.Б.:** Наш головной офис расположен в Москве, а обособленные подразделения – в Нижневартовске. На текущий момент в компании работает порядка 50 человек, при этом 90% персонала находится в Нижневартовске. Выбор расположения наших офисов обусловлен регионами деятельности наших заказчиков: это ХМАО и ЯНАО.

**ВК: Какой Вам видится рыночная ниша, которую занимает «Норд-Система»?**

**Ф.Б.:** Как показывает практика, во многих компаниях, занимающихся тем или иным нефтесервисом, зачастую сотрудники так сосредоточены на повседневной работе, что у них не остается ни времени, ни возможности переходить на более высокие горизонты планирования. Именно эту функцию мы и берем на себя. К нам приходят акционеры, собственники компаний, которые формулируют проблему, например, им нужно запустить в своей компании какое-то новое направление или какую-то новую технологию. В настоящее время конъюнктура рынка складывается таким образом, что стоимость услуг на распространенные виды работ давно стоит на одном месте, и более того, как мы можем наблюдать с учетом практики тендеров, если индексация и идет, то в обратном направлении. Поэтому многие подрядчики работают по стандартным услугам и не могут выйти из такого «пузыря».

**ВК: Это чисто российская проблема?**

**Ф.Б.:** Да, подавляющее большинство наших

of technological solutions, we carry out necessary negotiations; we unite contractors into one integrated product which we offer to the customer. We studied the opinions of customers, in particular, Gazprom Neft, Rosneft - this approach is convenient for them, because they do not need to look for contractors on their own, especially for performing any non-standard types of operations. We understand their needs, because I have been doing this job for more than six years, and many flagship technologies have been presented to the market with my direct participation. I have an understanding of what is necessary at the moment and what are the market conditions. We come to the customer with the finished turn-key product. We conduct the project in full: from the beginning to conclusion of the contract, we conduct negotiations, if necessary, we participate in tender procedures on behalf of our customers and implement the project including engineering support. It's no secret that the production companies also actively take consulting services, often western ones, with a large experience in highly specialized areas. Attracting an external consultant is very popular in western countries when a client needs to obtain an independent expert opinion on the most complex and responsible projects. We hope that large production companies will also be interested in our services.

**СТТ: Do you have a great number of personnel in the company and where is Nord-Sistema located?**

**P.B.:** Our head office is located in Moscow, and separate subdivisions are in Nizhnevartovsk. At the moment, the company employs about 50 people, with 90% of personnel in Nizhnevartovsk. The choice of location of our offices is determined by the regions of activity of our customers: this is Khanty-Mansi and Yamalo-Nenetskiy Autonomous Districts.

**СТТ: How do you see the market niche that Nord-Sistema occupies?**

**P.B.:** Experience shows that in many companies involved in a particular oilfield service, employees are often so focused on daily work that they have neither the time nor the opportunity to move to higher planning horizons. It is this function that we take upon ourselves. We provide services to shareholders, companies owners who set the task. For example, they need to launch some new business area or some new technology in their company. Currently, the market situation develops in such a way that the cost of services for common types of work has long been on the same level. Moreover, considering our experience in tenders, we can observe that the price level indexation moves in the opposite direction. That is why many contractors provide standard services and cannot get out of this "bubble".

**СТТ: Does this problem relate to Russia only?**

**P.B.:** Yes, the vast majority of our customers are Russian companies, because foreign companies have fully-developed departments of research and

заказчиков – российские компании, потому что у иностранных компаний есть большая составляющая НИОКР. Они получают постоянную подпитку по технологиям, по новым решениям. Не у всех российских компаний, к сожалению, такие возможности есть, у многих из них попросту нет специалистов, которые могли бы заниматься поиском новых идей, не отвлекаясь от текущей работы. Случается, что они не имеют даже англоговорящего персонала. В УК «Норд-Система» половина сотрудников владеет иностранными языками, и для нас не составит труда заключить международные соглашения или организовать партнерство между нашим клиентом и иностранной компанией, которая предлагает технологии. Мы выполняем такие функции, и эта ниша, как показывает рынок, востребована.

**ВК: За какие конкретно проекты берется Ваша компания?**

**Ф.Б.:** Наша команда берет за решение задач, которые ставит перед нами заказчик, вплоть до оздоровления бизнеса, т.е. в том числе за антикризисные проекты. Мы приходим с командой, проводим аудит бизнес-процессов, определяем, насколько эффективно организована компания. Бывает, что компания быстро растет и за год-два численность персонала вырастает от пятисот человек до полутора тысяч, но при столь интенсивном росте бизнес-процессы не успевают организоваться правильным образом. Компания может нести большие потери из-за неконтролируемых затрат, что соответствующим образом сказывается на рентабельности работ. В нашей экспертной команде собраны специалисты разного профиля с большим стажем работы в нефтесервисных компаниях. На основании результатов аудита мы предлагаем собственникам компании пути решения проблем. Это могут быть мероприятия по реструктуризации, оптимизация численности персонала, организация системы поставок, организация производственной цепочки и прочее. Мы занимаемся как внутренним оздоровлением и консультированием, так и внешним, т.е. являемся представителями различных торговых организаций. Например, у нас есть в числе заказчиков завод, который расположен в ХМАО. Он был построен фактически за один год, производит высокотехнологичное оборудование, но на этом предприятии нет маркетингового департамента, который мог бы вывести продукцию на широкий рынок или создать синергию с сервисной компанией, которая бы продвигала это оборудование вместе со своими технологиями и предлагала заказчику законченный продукт. Такие проблемы и призвана решать «Норд-Система». Помимо проектов, которые мы получаем от наших заказчиков, мы занимаемся развитием своих собственных проектов. На сегодняшний день, в эпоху развития IT-технологий и автоматизации, мы уделяем большое внимание проектам из индустрии IT, которые можно применить в

Идет тенденция децентрализации бизнеса, когда компании отказываются от многих функций, которые выполняли ранее самостоятельно, и передают эти функции через конкурсные процедуры сторонним компаниям.

A tendency for decentralization of business when companies abandon many of the functions that they previously performed themselves and delegate these functions through tenders to third-party companies.

development. They gain constant support on technologies, on new decisions. Unfortunately, not all Russian companies have such opportunities; many of them simply do not have specialists who could search for new ideas without being distracted from the current work. Sometimes they do not even have English-speaking staff. In the UK Nord-Sistema half of the staff speaks foreign languages, and for us it will not be difficult to conclude international agreements or organize a partnership between our client and a foreign company that offers technology. We perform these functions and, as the market shows, this niche is in demand.

**СТТ: What specific projects does your company undertake?**

**P.B.:** Our team solves the tasks that the customer sets before us: all tasks up to the improvement of business including anti-crisis projects. Our team visits a company, conducts an audit of business processes and determines how effectively the company is organized. In some cases the company is growing rapidly and for a year or two the number of employees grows from 500 to 1500, but business processes are not organized properly along with such intensive growth. The company can experience large losses due to uncontrolled costs. This has a corresponding impact on the profitability of the work. In our expert team we have specialists of different profiles with a long working experience in oilfield services companies. Based on the results of the audit, we offer the owners of the company ways of solving problems. This could include restructuring, the optimization of the number of personnel, the organization of the supply chain, the organization of the production chain, and so on. We deal with both internal and external recovery and counseling, i.e. we are representatives of various trade organizations. For example, among our customers we have a plant located in Khanty-Mansi Autonomous District. In fact, it was built in one year. This plant produces high-tech equipment, but this company does not have a marketing department that could bring products to the wide market or create synergy with a service company that would promote this equipment with its technologies and offer the customer a finished product. Nord-Sistema is aimed at solving such problems. In addition to the projects from our customers, we develop our own projects. Today, in the era of the development of IT technologies and automation, we pay great attention to projects from

нефтегазодобывающей отрасли. У нас есть один очень интересный проект, но мы пока не готовы рассказать про него. Проект находится на стадии завершения и подготовки конечного продукта, который мы будем предлагать нашим заказчикам уже в первом квартале 2018 года. Будем рады отдельно написать статью и рассказать вашим читателям про него в следующем номере вашего журнала.

**ВК: Как Вы думаете, подобный вид деятельности будет распространенным или им будут заниматься отдельные компании?**

**Ф.Б.:** Как я уже сказал ранее, консультационные услуги уже давно пользуются спросом на Западе, а также во многих других отраслях в России. Привлечение внешних консультантов не так популярно в нефтегазодобывающей отрасли России, так как зачастую как подрядчики, так и добывающие компании привыкли самостоятельно решать поставленные перед ними задачи, но мы видим, что идет тенденция децентрализации бизнеса, когда компании отказываются от многих функций, которые выполняли ранее самостоятельно, и передают эти функции через конкурсные процедуры сторонним компаниям для достижения более высокого результата за счет конкуренции.

**ВК: Потому что для подобной деятельности требуются большие интеллектуальные вложения?**

**Ф.Б.:** Да, в том числе. И, кроме того, нужна наработанная репутация, потому что собственник не пойдет в неизвестную консалтинговую компанию. Репутация – это кадры, партнерские отношения, опыт, когда начинают с небольших проектов и постепенно приходят к большим интегрированным проектам. Но основная ценность – это людской ресурс. Костяк нашей компании – это специалисты с многолетним практическим опытом решения самых сложных задач. Среди них есть люди, которые работали в очень крупных сервисных компаниях, поэтому у нас наработаны методики решения конкретных задач и проблем, которые перед нами ставятся нашими заказчиками.

**ВК: Чего, по Вашему мнению, в наибольшей степени не хватает современному российскому нефтегазовому сервису?**

**Ф.Б.:** Не хватает взаимопонимания между заказчиком и подрядчиком. Например, стоит проблема, связанная со снижением уровня охраны труда и производственной безопасности у крупных заказчиков, и, как мне видится, проблема эта комплексная. В условиях, когда нарастает тенденция не на индексацию, а, напротив, на снижение стоимости работ, вопреки тому, что идет инфляция, заказчик, напротив, ужесточает требования по безопасности, что является дополнительной нагрузкой на подрядчиков. Это требует от подрядчика дополнительных

the IT industry that can be applied in the oil and gas industry. We have one very interesting project, but we are not ready to tell about it yet. The project is at the stage of completion and preparation of the final product that will be offered to our customers in the first quarter of 2018. We will be glad to write a separate article and tell your readers about it in the next issue of your journal.

**СТТ: Do you think this kind of activity will be common or will it be provided by individual companies?**

**P.B.:** As I said earlier, consulting services have long been in demand in the west, as well as in many other industries in Russia. The involvement of external consultants is not so common in Russia's oil and gas production sector, as often contractors and production companies are used to solving their own tasks independently, but we see that there is a tendency for decentralization of business when companies abandon many of the functions that they previously performed themselves and delegate these functions through tenders to third-party companies to achieve a higher result driven by competition.

**СТТ: Is it because such activities require large intellectual investments?**

**P.B.:** Yes, this is one of the reasons. In addition, you need a good reputation, because the owner will not go to an unknown consulting company. Reputation is a staff, partnerships, experience when the company starts from small projects and gradually come to large integrated projects. But the main value is a human resource. The core team of our company is represented by specialists with many years of hands-on field experience in solving the most difficult problems. There are employees among them who worked in the largest service companies, so we have developed methods for solving specific problems and tasks set by our customers.

**СТТ: What, in your opinion, does modern Russian oil and gas service need the most?**

**P.B.:** There is a great lack of mutual understanding between the customer and the contractor. For example, major customers have problems with decreasing level of health and safety control. I think these problems are integrated. When despite the inflation there is a tendency towards decrease of operation costs instead of cost indexation, the customer toughens requirements for safety. That is another additional

**Заказчик, который на всем экономит, получает подрядчика, который выходит на демпинге.**

**The customer who cut costs for everything gets a contractor that wins a contract by dumping.**

burden for contractors. This situation pushes the contractor to increase investments in personnel – expenses for training. But the customer is not always ready to compensate for such costs by indexing the contract price. As a result, the number of industrial accidents is increasing:

вложений в персонал – затрат на повышение его квалификации. Но заказчик не всегда готов компенсировать подобные затраты путем индексации контракта. В результате растет число происшествий на производстве: ведь подрядчикам приходится экономить, потому что они хотят остаться на рынке. Экономят на оборудовании, на персонале – нанимают более дешевый, а значит, низкоквалифицированный персонал. Экономят на дополнительном обучении. В результате получается много непроизводительного по разным причинам времени, что сказывается на заказчике, у которого не выполняются планы по добыче и растет производственный травматизм. Заказчик, который на всем экономит, получает подрядчика, который выходит на демпинге. Так происходит, потому что не работает механизм партнерства. На текущий момент многие российские добывающие компании столкнулись с этой проблемой и активно работают над внедрением новых систем мотиваций для своих подрядчиков с целью увеличения уровня производственной безопасности и повышения эффективности. Такие программы по мотивации предполагают жесткие требования для подрядчиков, но если они выполняются, то заказчик мотивирует подрядчика финансово, и подрядчик получает возможность дополнительно мотивировать свой персонал, делать вложения в его обучение.

#### **ВК: А как это организовано за рубежом?**

**Ф.Б.:** В западных компаниях инновации, полезные инициативы немедленно поддерживаются, а не обсуждаются годами в каких-нибудь технических группах. Более того, там заказчик зачастую инвестирует в инициативы подрядчика, потому что понимает, что оба они плывут в одной лодке и друг от друга зависят. Подрядчик зависит от заказчика, от которого получает финансирование, и потому подрядчик заинтересован в развитии заказчика. Заказчик, в свою очередь, заинтересован в надежном подрядчике, который будет демонстрировать ему стабильное качество работ. Я не так давно был в Китае. Там совсем другой горизонт планирования. Если у нас это 2–3 года, то у китайцев – 25–50 лет. Они понимают, что если сегодня вложиться в дорогую технологию, то спустя какое-то время можно получить большую выгоду, мультиплицировать эффект. У нас сейчас начинают тоже задумываться об изменении подходов, но, к сожалению, до сих пор хотят сейчас и дешево, начинают сравнивать с какими-то недорогими решениями. Но это не работает. Для эффективности нужны инновации. Надо пробовать, а у нас все боятся. Чтобы получить разрешение на опытно-промышленные работы, нужен как минимум год, а то и два. А сколько сил уходит на то, чтобы в научно-исследовательских институтах у заказчика доказать людям, далеким от практики, что та или иная технология эффективна, хотя во всем мире она давно уже с успехом используется. Да, там

Можно сделать сто дешевых скважин, и это будет работа ради работы, а можно одну скважину, но дорогую, требующую применения уникальных технологий. У нас предпочитают делать сто дешевых, потому и нет заметного технологического роста.

You can carry out one hundred cheap operations, and this will be the work for the sake of work. On the other hand, you can make one expensive operation that requires the application of unique technologies. Companies in Russia prefer to carry out one hundred cheap operations. That is why there is no noticeable technological growth.

because contractors have to cut costs because they want to stay in the market. They cut expenses for equipment, for staff which means they hire cheaper low-skilled personnel. They cut expenses for additional training. This leads to a great deal of non-productive time for different reasons. This affects the customer since oil production plans are not completed and industrial injuries number is rising. The customer who cut costs for everything gets a contractor that wins a contract by dumping. This happens because the mechanism of partnership does not work. At the moment, many Russian production companies

have encountered this problem and are actively working on the introduction of new incentive systems for their contractors in order to increase the level of industrial safety and increase operation efficiency. Such motivation programs put strict requirements for contractors but if these requirements are carried out the customer motivates the contractor financially and the contractor gets the opportunity to further motivate his personnel and make investments in training.

#### **СТТ: And how is it arranged abroad?**

**Р.В.:** In western companies innovations and useful initiatives are immediately supported rather than being discussed for years in some technical groups. Moreover, in the west the customer often invests in the contractor's initiatives, because the customer understands that both of them are in the same boat and depend on each other. The contractor depends on the customer that provides financing and therefore the contractor is interested in the development of the customer. The customer, in turn, is interested in a reliable contractor who will demonstrate a stable quality of operations. Not long ago I was in China. They have a completely different planning horizon. Our planning horizon is 2–3 years; they plan for 25–50 years. They understand that if you invest in expensive technology today, then after a while you can get a big benefit and multiply the effect. Russian companies now start to think of changing approaches too, but, unfortunately, they still want the job to be done quickly and cheaply, they start to compare with inexpensive solutions. But it does not work this way. Efficiency requires innovation. We must try, but we all are afraid. In Russia you need at least a year or even

другие геологические условия, но принцип везде один и тот же. Так почему, если технология работает в Канаде, она при должной адаптации не будет работать в России? Есть геополитические драйверы, которые от нас не зависят. Но есть технологические драйверы, и они зависят от заказчика. Тренд должен задаваться именно заказчиком!

**ВК: Как бы Вы оценили процесс развития колтюбинговых технологий в России?**

**Ф.Б.:** На конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы» много говорили о развитии технологий ГНКТ в России, но, по моему мнению, колтюбинг в России не развивается. Есть крупные игроки, но у них рост идет не за счет технологий, а за счет типовых работ, объемов. Но можно сделать сто дешевых скважин, и это будет работа ради работы, а можно одну скважину, но дорогую, требующую применения уникальных технологий. У нас предпочитают делать сто дешевых, потому и нет заметного технологического роста. Случается, что применяются дорогие технологии, но я совершенно уверен, что они никогда не будут использоваться массово.

**ВК: Все более широкое распространение получает МГРП, не так ли?**

**Ф.Б.:** МГРП теперь на слуху. Это очень эффективная технология. Я сам занимался ее продвижением, но в настоящее время настолько быстро идут вперед технологии заканчивания, что скоро колтюбинг для активации портов МГРП вообще, возможно, будет не нужен. Уже есть системы, которые активируются со станций контроля и управления. В принципе колтюбинг нужен будет для каких-то разовых операций, для дорогих скважин.

**ВК: Ваши пожелания коллегам, работающим в сегменте высокотехнологичного нефтегазового сервиса.**

**Ф.Б.:** Не сдаваться ни в каком случае. И объединяться, выступать единым фронтом. Нужно выработать единую консолидированную позицию и пытаться донести ее до заказчика. Мы сами хозяева своего пути развития и просто обязаны сами задавать тренд, потому что стандартные операции – это работы ради работы. Надо не бояться привносить новое, не бояться конкуренции, потому что она дает импульс развитию. Я призываю сервисные компании укреплять технологическую составляющую, потому что в этом – будущее. Чтобы развиваться, делать сложные высокотехнологичные проекты в масштабах страны, нужно инвестировать в технологии, в надежное оборудование, в высококвалифицированные кадры. И не забывать, что именно люди, их идеи двигают прогресс.

Вела беседу Галина Булыка, «Время колтюбинга. Время ГРП»

two to get permission for pilot test of any technology. And it takes a great deal of effort to prove to people in the customer's research institutes who have no field experience that this particular technology is effective. Even though it has long been successfully applied throughout the world. Yes, there are different geology conditions but the principle is the same everywhere. So if the technology works in Canada, why will it not work in Russia with proper adaptation? There are geopolitical drivers that we can't change. But there are technological drivers, and they depend on the customer. Trend should be set by the customer!

**СТТ: How would you evaluate the process of coiled tubing technology development in Russia?**

**P.B.:** There were many discussions about the development of coiled tubing technologies in Russia at the Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference but, in my opinion, coiled tubing industry in Russia does not develop. There are major market players, but they grow due to a great number of typical operations rather than the technologies. But you can carry out one hundred cheap operations, and this will be the work for the sake of work. On the other hand, you can make one expensive operation that requires the application of unique technologies. Companies in Russia prefer to carry out one hundred cheap operations. That is why there is no noticeable technological growth. Sometimes expensive technologies are being applied but I'm quite sure that these technologies will never be used widely.

**СТТ: Multistage fracturing is becoming more widespread, isn't it?**

**P.B.:** Everyone has heard about it. This is a very effective technology. I myself worked on its promotion, but at the moment the completion technologies are developing so fast that coiled tubing will probably not be needed for activating fracturing ports. There are already systems that are activated from monitoring and control stations at the surface. Basically, coiled tubing will be needed for some one-time operations for expensive wells.

**СТТ: Your wishes to colleagues working in the segment of high-tech oil and gas service.**

**P. B.:** Never give up. Unite, show a united front. We need to make up a single consolidated position and try to deliver it to the customer. We are responsible for our own development path and simply have to set the trend ourselves because standard operations are the work for the sake of work. One should not be afraid to introduce a new technology, should not be afraid of competition because it pushes to development. I encourage service companies to strengthen the technological component because this is the future. In order to develop, to make complex high-tech projects on a national scale, you need to invest in technology, reliable equipment, and highly qualified personnel. And do not forget that it is people, their ideas that facilitate progress.

Interviewer – Halina Bulyka, Coiled Tubing Times

# Химические реагенты для ГРП. Разработки РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина

## Chemical Agents for Hydraulic Fracturing. Developments of Gubkin RSU of Oil and Gas

М.А. СИЛИН, д. х. н., профессор, научный руководитель; Л.А. МАГАДОВА, д. т. н., профессор, исполнительный директор;  
Д.Н. МАЛКИН, заведующий сектором; П.К. КРИСАНОВА, инженер; С.А. БОРОДИН, магистрант; НОЦ «Промысловая химия»  
РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина

M. SILIN, PhD in Chemistry, professor, scientific advisor; L. MAGADOVA, Doctor of Engineering, professor, executive director;  
D. MALKIN, head of department; P. KRISANOVA, engineer; A. BORODIN, master student; Scientific-educational center (SEC)  
“Oilfield chemistry” at Gubkin RSU of Oil and Gas

*Гидравлический разрыв пласта (ГРП) является одним из наиболее эффективных и распространенных методов интенсификации добычи пластовых флюидов. В качестве жидкости ГРП наибольшее распространение получили водные растворы полимеров, сшитые соединениями бора.*

*В статье приведены исследования по разработке твердого борсодержащего сшивателя, в том числе в гранулированном виде. Изучено влияние размеров гранул на скорость образования сшитого геля и значения pH жидкости разрыва. Исследования динамики растворения гранул при различных температурах показали возможность выделения в раствор дополнительного количества ионов бора, что позволит поддерживать необходимые для проведения ГРП значения вязкости сшитого полисахаридного геля в широком диапазоне температур без изменения концентраций полимера или сшивателя.*

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) является одним из наиболее эффективных методов интенсификации добычи пластовых флюидов и приемистости нагнетательных скважин, приуроченных к эксплуатации низкопроницаемых, слабодренлируемых, неоднородных и расчлененных коллекторов.

В настоящее время преимущественно используются способы гидроразрыва пласта с применением гелеобразующих рабочих жидкостей на водной основе, обладающих высокой вязкостью, низкими потерями давления на трение, возможностью регулирования

*Hydraulic fracturing is one of the most effective and wide-spread methods of enhanced oil recovery. Water polymer solutions crosslinked with boron compounds are the most wide-spread fracturing fluids.*

*The paper describes researches on development of a solid boron-containing cross-linker including that in granular form. The research team studied the influence of granules size on gelling rate and pH values of fracturing fluid. Analysis of dissipation rate of granules at different temperatures showed that it is possible to add the number of boron ions to the solution thus providing the required viscosity of a crosslinked polysaccharide gel over a wide range of temperatures with no change in concentration of polymer or cross-linker.*

Hydraulic fracturing is one of the most effective and wide-spread methods of enhanced oil recovery in production and injection wells in low-permeable, poor-drained, heterogeneous and dissected reservoirs.

Currently, the most wide-spread methods of hydraulic fracturing use water-based gelling fluids with high viscosity, low frictional pressure losses with the possibility of destruction regulation up to a complete breakdown in the fracture at the end of the fracturing. At the same time, it is possible to carry out a process with high rates of fluid injection to obtain extended fracture opening lengths.

The first crosslinked fracturing fluids had obvious disadvantages, including difficulties in their pumping due to the rapid crosslinking reaction and high base viscosity of linear gels. These fluids created certain problems associated with incomplete breakdown of the polymers. When pumped through pipes with high shear gradients,

деструкции, вплоть до полного разрушения в трещине по окончании ГРП. При этом возможно проведение процесса с высокими темпами закачки жидкостей для получения протяженных размеров раскрытия трещин [1].

Первые сшитые жидкости разрыва имели явные недостатки, заключающиеся в трудностях с их прокачиванием из-за быстрой реакции сшивки, высокой базовой вязкости линейных гелей и создавали определенные проблемы на практике, связанные с неполной деструкцией исходных полимеров. Сшитые в поверхностных условиях гели при закачке по трубам с высокими градиентами сдвига вызывают значительные гидравлические потери давления на трение, а сама система в это время интенсивно деструктирует вследствие механического разрыва полимерных звеньев.

Препятствия, с которыми сталкиваются компании, включают высокие цены и воздействие на окружающую среду при осуществлении и проведении операций по гидравлическому разрыву пласта. Такая стоимость связана с хранением и содержанием многочисленных жидкостей в больших количествах в различных, иногда удаленных, регионах мира. Воздействие на окружающую среду утечек и значительного количества остатков жидкости на участке все больше становится проблемой для работников, осуществляющих гидравлический разрыв пласта, поскольку утилизация жидкостей создает затруднения при росте требований по охране окружающей среды.

Было обнаружено, что экономия и технологичность могут быть достигнуты посредством использования сухих компонентов в составах для обработки скважины. При низких температурах такого вида реагенты не подвержены замерзанию, в отличие от жидкостей и суспензий, и не теряют своих эксплуатационных свойств.

Известно, что после добавки сшивателя в раствор гидратированного полимера сшивка начинается мгновенно, что может привести к нежелательному повышению вязкости при закачке. Для получения надлежащих вязкостных свойств на забое скважины или понижения давления трения во время движения жидкости по НКТ важным параметром становится задержка или регулирование начала и/или скорости сшивания.

Задержку процесса сшивки полимера можно осуществить, используя различные средства. Один способ представляет собой физическое заключение в ловушку или изоляцию сшивателя в капсуле [2], которая растворится со временем при определенных условиях температуры, pH,

crosslinked gels cause significant hydraulic pressure losses for friction, and at this time the gel system itself is intensively destructed due to the mechanical rupture of the polymer bounds.

Obstacles faced by companies include high prices and environmental impacts during the implementation of hydraulic fracturing operations. This cost is associated with the storage and content of numerous fluids in large volumes in different and sometimes remote regions of the world. The environmental impact of leakages and a significant volume of liquid residues on the wellsite is becoming a problem for workers engaged in hydraulic fracturing of the formation, since the disposal of fluids is difficult considering strengthening of environmental requirements.

It has been found that cost savings and manufacturability can be achieved by using dry components in the well treatment compositions. At low temperatures, these agents are not subject to freezing, unlike fluids and suspensions, and these agents do not lose their operational properties.

It is known that after adding the cross-linker to a solution of the hydrated polymer, the crosslinking starts instantaneously leading to an undesirable increase in viscosity during pumping. To obtain proper viscosity properties at the bottom of the well or reduce the frictional pressure during the pumping of the liquid through the tubing, it is necessary to delay or adjust the start of crosslinking.

The delay in the process of crosslinking the polymer can be accomplished using various means. One way is to physically trap or isolate the cross-linker in a capsule, which will dissolve with time under certain conditions of temperature, pH, pressure, and so on. Alternatively, the crosslinking agent can be bound or reacted with another chemical (i.e. a retarder). Release from such a special agent will also be a function of the time, temperature and relative concentrations of the cross-linker and retarder. The delay in the crosslinking reaction is due to ligand exchange between the crosslinking agent, retarder, and polymer.

The research was carried out in the laboratories of REC "Oilfield Chemistry" to obtain samples of a granular cross-linker. Table 1 shows the concentration of boron ions and the pH of the resulting water-based solution, depending on the composition of the cross-linker granule.

At the first stage, it was necessary to determine the optimal concentrations of boron-containing components required for obtaining a crosslinked gel structure. The granules obtained had an acceptable solidity and good resistance to mechanical failure.

The conducted studies on the effect of the granule size on the time of formation of the crosslinked

**Таблица 1 – Содержание ионов бора и pH**  
**Table 1 – The content of boron ions and pH**

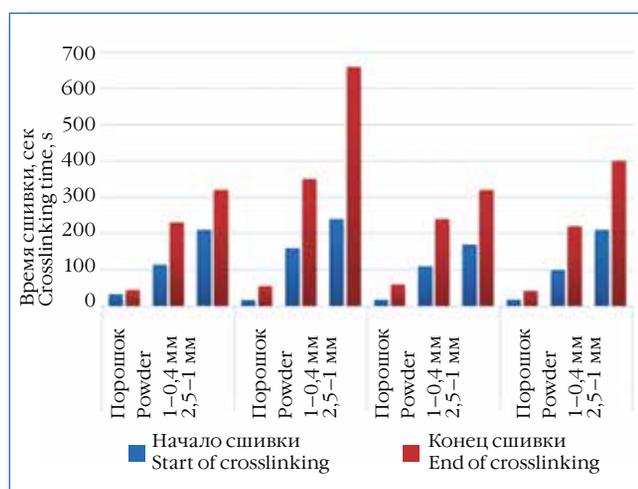
№	Содержание B <sup>3+</sup> в грануле, % масс. The content of B <sup>3+</sup> in the granule, % wt.	pH водного раствора pH of the water solution
1	3,59	8,75
2	5,96	8,54
3	6,85	8,55
4	2,49	8,93

давления и т.д. Альтернативно сшиватель можно связать или подвергнуть реакции с другим химическим веществом (то есть замедлителем). Высвобождение из такого специального агента также будет функцией от времени, температуры и относительных концентраций сшивателя и замедлителя. Задержка реакции сшивания происходит вследствие лигандного обмена между сшивателем, замедлителем и полимером [3].

В лабораториях НОЦ «Промысловая химия» были проведены исследования по получению образцов гранулированного сшивателя. В таблице 1 приведены значения концентрации ионов бора и pH полученного водного раствора в зависимости от состава гранулы сшивателя.

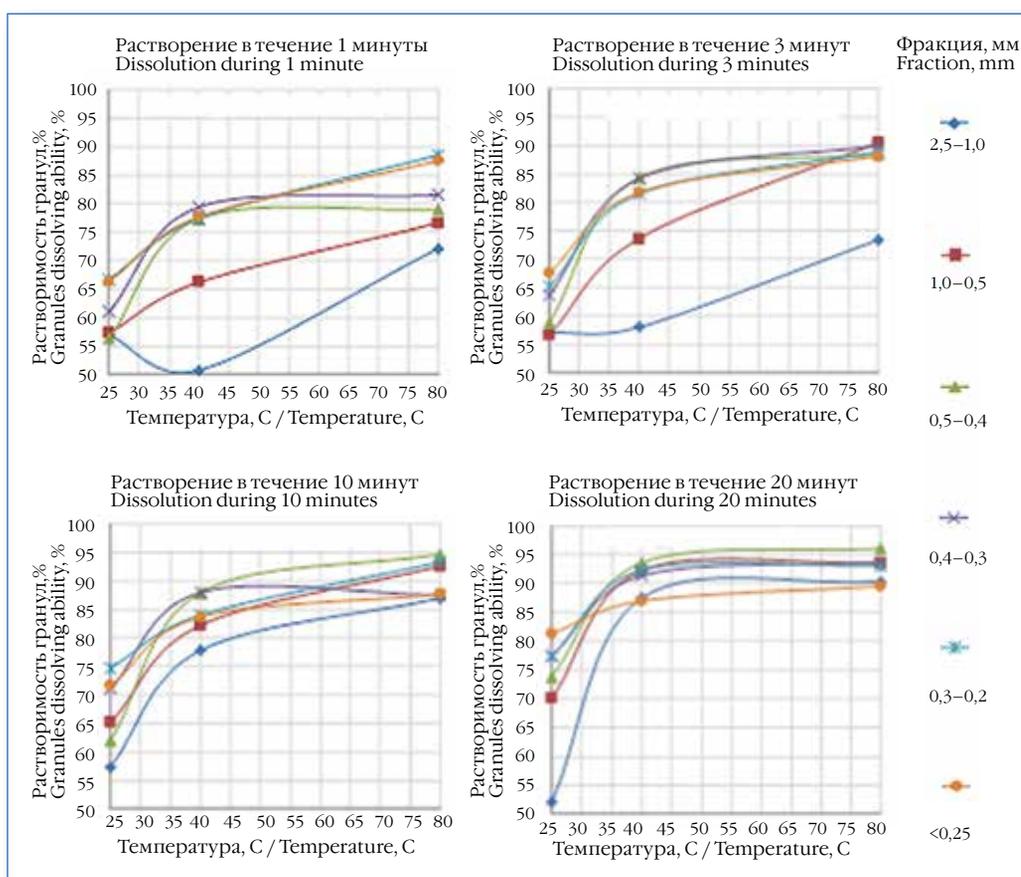
На первом этапе были определены оптимальные концентрации борсодержащих компонентов, необходимые для получения сшитой структуры геля. Полученные гранулы имели приемлемую твердость и хорошую стойкость к механическому разрушению.

Проведенные исследования по влиянию размера гранул на время образования сшитой полисахаридной жидкости ГРП показали прямую зависимость времени от гранулометрического состава сшивателя (рис. 1). Таким образом, получена



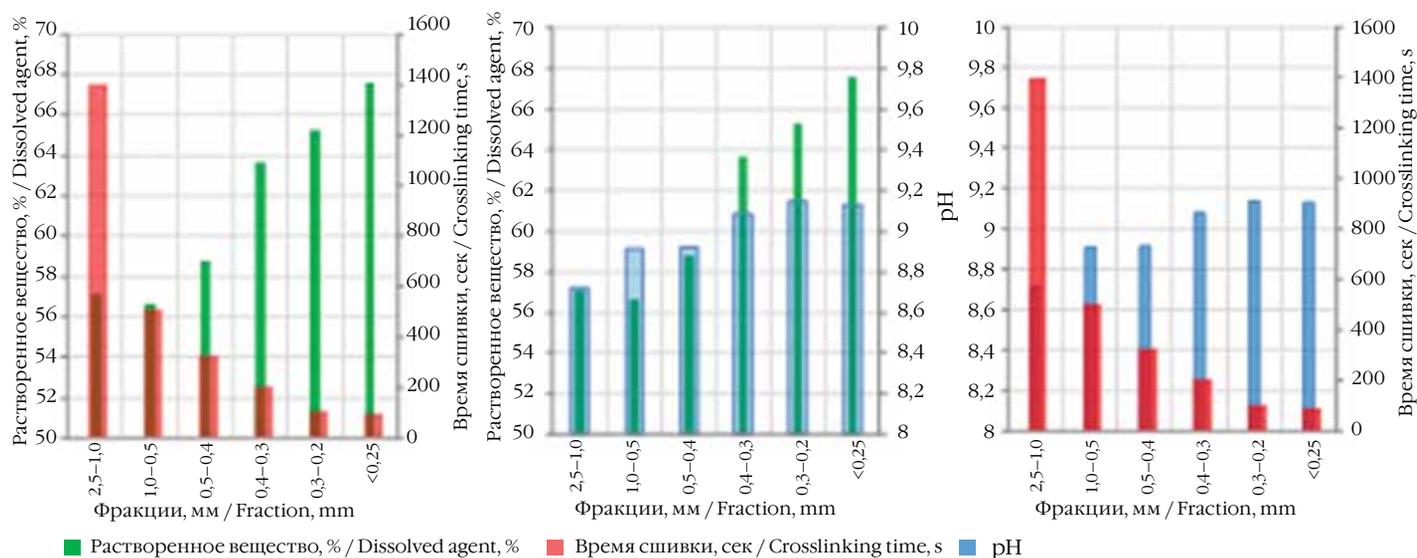
**Рисунок 1 – Зависимость скорости сшивки от гранулометрического состава сшивателя**

**Figure 1 – Dependence of the rate of crosslinking on the granulometric composition of the cross-linker**



**Рисунок 2 – Зависимость количества растворенного вещества гранулы после 1, 3, 10, 20 минут растворения в дистиллированной воде от температуры**

**Figure 2 – Dependence of the amount of dissolved granule after 1, 3, 10, 20 minutes of dissolution in distilled water on temperature**



**Рисунок 3 – Зависимость времени сшивки, % растворенного вещества и pH от размера фракций сшивателя**

**Figure 3 – Dependence of crosslinking time, % of dissolved agent and pH on the size of cross-linker fractions**

возможность регулировать скорость образования сшитой структуры размерами гранул.

Также были проведены исследования по скорости растворения гранул различных фракций во времени при различных температурах (рис. 2).

Как видно из представленного графика, при температуре приготовления жидкости разрыва (25 °С) из гранулы выделяется не более 67% от активной основы, что достаточно для получения сшитой структуры (рис. 2). Изменяя только размер частиц гранулы, можно варьировать время образования сшитого геля в широких пределах – от 1 до 20 минут.

При прогреве до 40–80 °С растворяется уже 80–90% от массы гранулы, таким образом, в жидкость ГРП при высокой пластовой температуре выделяются дополнительные объемы ионов бора.

Следует отметить, что щелочные компоненты, поддерживающие pH геля на уровне 8,8–9,2, необходимом для образования сшитой структуры, выделяются из гранул при комнатной температуре (рис. 3). В то же время часть борсодержащих компонентов, входящих в состав гранул и составляющих примерно 30% масс., растворяются только при повышении температуры, благодаря чему вязкость сшитого геля при росте температуры уменьшается незначительно.

Постепенное выделение ионов бора при нагреве из гранул сухого сшивателя и поддержание показаний pH на постоянном уровне позволяет получать сшитые полисахаридные гели, обладающие высокими

**Таблица 2 – Параметры линейного и сшитого геля**

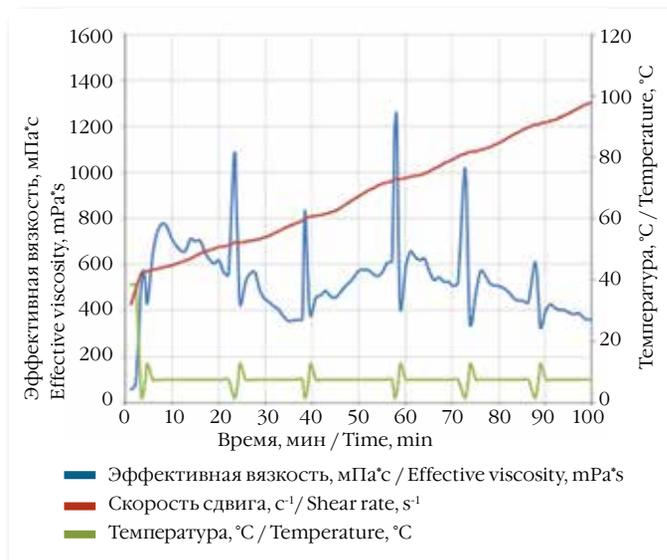
**Table 2 – Parameters of linear and cross-linked gel**

Параметр / Parameter	Размерность / Dimension	Показания / Value
Эффективная вязкость линейного геля / Effective viscosity of a linear gel	мПа·с / mPa·s	20
pH линейного геля / pH of the linear gel	–	7,8
Время образования сшитого геля, начало/окончание / Time of formation of the crosslinked gel, beginning / ending	с / s	120/200
pH сшитого геля / pH of the crosslinked gel	–	9,1

polysaccharide fracturing fluid showed a direct correlation of time with the granulometric composition of the cross-linker (Figure 1). Thus, it has been possible to adjust the rate of formation of the crosslinked structure by the size of the granules.

Research team also carried out studies on the rate of dissolution of granules of different fractions in time at different temperatures (Figure 2).

As can be seen from the presented graph, at a fracturing fluid preparation temperature (25°C), no more than 67% of the active agent is released from the granule, which is sufficient to produce a crosslinked structure (Figure 2). By varying only the particle size of the granule, it is possible to vary the time of formation of the crosslinked gel within a wide range – from 1 to 20 minutes.



**Рисунок 4 – Зависимость вязкости сшитого полисахаридного геля, полученного на основе гранулированного сшивателя фракции 0,4–0,3 мм, от температуры во времени**

**Figure 4 – Dependence of the viscosity of a cross-linked polysaccharide gel obtained on the basis of a granulated cross-linker of the fraction 0.4–0.3 mm on the temperature in time**

показаниями вязкости в широком диапазоне интервала пластовых температур.

Жидкость разрыва содержит следующие компоненты на 1 м<sup>3</sup> геля:

- Гелеобразователь водных гелей РГУ ГВГ – 3,0 кг/м<sup>3</sup>;
- Гранулированный сшиватель – 3,0 кг/м<sup>3</sup>.

Параметры раствора полимера (линейного геля) и сшитого геля представлены в табл. 2.

На рисунке 4 приведен график зависимости эффективной вязкости сшитого геля при температуре 35–100 °С.

Гранулированный сшиватель включен в комплекс химических реагентов для ГРП, разработанный в РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина под маркой Боратный сшиватель водных гелей РГУ БВГ марка С.

Таким образом, показана возможность применения борсодержащих минералов для сшивки полисахаридных жидкостей ГРП в гранулированном виде, причем размерами гранул можно варьировать время сшивки гелей. Использование сшивателя в твердом виде позволяет уменьшить затраты на транспорт и хранение продукта, особенно в удаленных регионах. ☉

When the temperature is raised to 40–80 °С, 80–90% of the granule mass is dissolved. Thus, additional volumes of boron ions are released into the fracturing fluid at high reservoir temperature.

It should be noted that the alkaline components, which maintain the pH of the gel at the level of 8.8–9.2 required for the development of the crosslinked structure, are released from the granules at normal temperature (Figure 3). At the same time, some of the boron-containing components that make up the granules and are about 30% by weight dissolve only when the temperature rises, so that the viscosity of the crosslinked gel decreases slightly with increasing temperature.

The gradual release of boron ions from the dry cross-linker granules upon heating and maintaining pH values at a constant level makes it possible to obtain cross-linked polysaccharide gels with high viscosity values over a wide range of reservoir temperatures.

The fracture fluid contains the following components, per 1 m<sup>3</sup> of gel:

- Gelling agent for water gels RSU GVG – 3,0 kg / m<sup>3</sup>
- Granulated cross-linker – 3.0 kg / m<sup>3</sup>

The parameters of the polymer solution (linear gel) and crosslinked gel are shown in table 2.

Figure 4 is a plot of the effective viscosity of the crosslinked gel at a temperature of 35–100 °С.

The granular cross-linker is included in the set of chemical agents for hydraulic fracturing, developed at the Gubkin Russian State University of Oil and Gas under the name «Borate cross-linker of water gels RSU BVG brand S».

Thus, the possibility of using boron-containing minerals for cross-linking of polysaccharide fracturing fluids in granulated form is shown and the gel crosslinking time can be varied by the granule size. Using a cross-linker in a solid form allows you to reduce the cost of transport and storage of the product, especially in remote regions. ☉

#### ЛИТЕРАТУРА/REFERENCES

1. Магадова Л.А., Силин М.А., Глуценко В.Н. Нефтепромысловая химия. Технологические аспекты и материалы для гидроразрыва пласта: учебное пособие// Издательский центр РГУ нефти и газа им. И.М. Губина. – 2012. – 423 с.
2. US 5658861A. Delayed borate crosslinked fracturing fluid having increased temperature range, Erik B. Nelson/Vernon G. Constien-Kay E. Cawiezel. – 15.03.1994.
3. US 5145590A. Method for improving the high temperature gel stability of borated galactomannans, Jeffrey C. Dawson, 16.01.1990.

**Тодд Грин,  
старший сопредседатель Ассоциации  
специалистов  
по кольтюбинговым технологиям  
и внутрискважинным работам (ICoTA),  
специалист по нефтегазовому делу**

**Todd Green,  
Petroleum Engineering Specialist ICoTA,  
International Sr. Chair**



After teaching Physics and Chemistry for 8 years, Todd entered the petroleum industry with BJ Services in 2006 as a field engineer working in the Permian Basin Field of Texas, USA. During these two years of field work, he personally attended over 180 coiled tubing field operations. As a result of his record for job quality and success, Todd was

Первые восемь лет карьеры работал преподавателем физики. В 2006 году перешел в нефтяную отрасль в компанию BJ Services в качестве полевого инженера в штате Техас, США. За два года работы в поле лично присутствовал на более чем 180 операциях с применением ГНКТ. Благодаря высокому качеству работы Тодд был избран главой проекта крупного заказчика на газовом месторождении, характеризовавшемся высокими показателями температуры и давления. Это позволило Тодду приобрести богатый опыт работы на газовых месторождениях со сложными пластовыми условиями.

В 2008 году Тодд принял предложение о работе в качестве ведущего инженера в компании Baker Hughes, где он осуществлял инженерное сопровождение всех работ с применением ГНКТ в южной части Саудовской Аравии. Работал в этой должности до 2011 года, затем перешел в Halliburton на аналогичную должность в Саудовской Аравии.

Проведя в общей сложности 5 лет в качестве ведущего инженера в двух различных сервисных компаниях, предоставляющих услуги для Saudi Aramco, Тодд занял должность эксперта в области гибких насосно-компрессорных труб в составе многопрофильного отдела по разведке и добыче в компании Aramco Services в Хьюстоне в 2014 году. В обязанности Тодда в этой должности входит контроль за соблюдением внутренних стандартов, внесение поправок и изменений в различные технические руководства, а также преподавание технических курсов в центре профессиональной подготовки в области разведки и добычи компании Saudi Aramco в городе Дахран в Саудовской Аравии. Эти курсы являются обязательными для всех инженеров по нефтегазовому делу, работающих в Saudi Aramco.

У Тодда имеется опыт в разработке и внедрении различных технологий с применением ГНКТ, которые включают: промывки скважин с использованием пены, промывки скважин с большим углом отхода от вертикали, большеобъемные кислотные обработки, фрезерование на ГНКТ, ловильные работы, картаж на ГНКТ с использованием кабеля, моделирование работы гибкой трубы, цементирование на ГНКТ, операции по удалению отложений, применение забойного оборудования в многоствольных скважинах, освоение азотом, абразивную перфорацию на ГНКТ, различные вспомогательные операции при бурении.

Тодд является соавтором 9 статей SPE по темам, которые освещают следующую тематику: практический опыт фрезерования на ГНКТ в газовых скважинах с АВПД, накопленный опыт проведения промывок на ГНКТ, эффективность промывки и экономический расчет проекта, удаление АСПО в условиях аномально высоких значений давления и температуры, фрезерование с электрическим кабелем, модернизацию операций с ГНКТ, использование ГНКТ для удаления органических отложений.

Тодд является активным членом общества SPE. Он вел краткие курсы SPE по внутрискважинным работам с использованием ГНКТ, каната и электрического кабеля на мероприятиях ICoTA и ATCE. В настоящее время Тодд Грин второй год занимает должность старшего сопредседателя ICoTA International. ☉

chosen to lead a high pressure, high temperature gas field project for a large independent producer giving him a wealth of experience in gas field operations with extreme conditions.

In 2008, Todd accepted an international assignment as a desk engineer with Baker Hughes supporting all coiled tubing intervention in the southern area of Saudi Arabia. Todd served in this role until 2011. Then, in 2011 he joined Halliburton in a similar roll in Saudi Arabia.

After spending a total of 5 years working as a desk engineer with two different service companies for Saudi Aramco, Todd took a position with Aramco Services Company in Houston in 2014 to serve as coiled tubing subject matter expert as part of a multidisciplinary Upstream Technical team. In this role, Todd oversees internal standards and manual revisions and teaches technical courses for Saudi Aramco's Upstream Professional Development Center in Dhahran. These courses are mandatory courses for all production engineers working in Saudi Aramco.

Todd has experience designing and implementing a variety of CT interventions that include: Foam cleanouts, High angle cleanouts, CT high rate acid stimulations, Milling with CT, Fishing Operations, CT e-line logging, Velocity string design and installation, Cementing with CT, Mechanical de-scaling, Utilizing multilateral seeking tools, Nitrogen lifting, Abrasive perforating with CT and various drilling rig assist operations.

Todd has also co-authored 9 SPE papers on topics that include: Case Study for Milling with CT in High Pressure Gas Wells, CT cleanouts and best practices, Cleanout efficiency and economics case study, Extended Reach CT Logging interventions, HPHT Mechanical Descaling in Extreme Environments, Milling with electric-line, Improving CT Well Intervention and Utilizing CT to remove organic deposits.

Todd is an active participant in SPE. He has taught SPE short courses at ICoTA and ATCE on Rigless Well Intervention involving CT, Slickline, and e-lineand. He is currently serving his final year of a two year commitment as Sr. Chair of ICoTA International. ☉

# Мы будем стремиться выпускать ГНКТ высочайшего качества

## We Aim at Manufacturing the CT of the Highest Quality

На вопросы журнала отвечает Р.Р. Салдеев, директор по продажам ООО «ЭСТМ».

Салдеев Руслан Ранитович родился 28 января 1979 года в Башкирской АССР. С отличием окончил Уфимский нефтяной университет по специальности «бурение нефтяных и газовых скважин». Трудовую деятельность начал в 2001 году на Крайнем Севере инженером производственно-технического отдела вновь созданного управления интенсификации и ремонта скважин (УИРС ООО «Ямбурггаздобыча»). После этого проработал в различных должностях в западных сервисных компаниях в области ГНКТ и повышения нефтеотдачи пластов. С 2011 по 2017 год работал ведущим инженером по добыче газа в компании «Сауди Арамко», где руководил группой инженеров, занимающихся разработкой пяти газовых месторождений на юге Восточной провинции Саудовской Аравии. В зону ответственности группы входили вопросы сопровождения бурения, выбора типа заканчивания скважин, разработка программы освоения скважины, включая проведение ГРП, интенсификации притока, разбуривания портов и пробок в МГРП и др. С ноября 2017 года работает директором по продажам недавно созданного предприятия «ЭСТМ», российского производителя труб ГНКТ.

**«Время колтюбинга»:** Руслан Ранитович, на 18-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы» Вы выступили с докладом «Требования, предъявляемые к колтюбингу при современном состоянии рынка, и методы контроля качества выпускаемой продукции при организации нового производства». Поэтому первый вопрос: **какие основные требования современный рынок предъявляет к гибкой трубе (ГТ)?**

**Руслан Салдеев:** Технологическое усложнение операций неминуемо ведет к повышению требований к прочностным характеристикам ГНКТ. В частности, все пользователи хотят, чтобы труба вела себя предсказуемо, чтобы можно было планировать закупку необходимого количества труб на определенный период, чтобы неожиданно не появился свищ или не произошел обрыв колонны ГНКТ, чтобы не пришлось лихорадочно искать трубу на замену, обращаясь к коллегам и даже конкурентам, как это нередко случается. Ну и конечно, мы хотим тратить как можно меньше времени на перемотку ГНКТ при замене, или, что еще хуже, на ее извлечение из аварийной скважины.



Coiled Tubing Times interviewed Ruslan R. Saldeev, Director of Sales, ESTM LLC.

Ruslan R. Saldeev was born on January 28, 1979 in Bashkir ASSR. He got a degree with honors from Ufa State Petroleum University majoring in Drilling of Oil and Gas Wells. His career started in 2001 in the Far North where he worked as an engineer at the Department of Well Stimulation and Workover, Yamburggasdobycha LLC. Then he worked at several western oil and gas servicing companies as a CT and EOR expert. In 2011-2017, Saldeev worked as a Chief Engineer with Saudi Aramco where he led a group of engineers developing five gas fields in the south of the Eastern Province of Saudi Arabia. The scope of the group's responsibilities included drilling services, selecting well completion methods, well development program design, including fracturing, well stimulation, port and plug drilling in multistage fracturing, etc. In November 2017, he joined a newly established company – ESTM LLC, a Russian CT manufacturer.

**Coiled Tubing Times: Ruslan Ranitovich, you made a presentation at the 18<sup>th</sup> International “CT Technologies, Fracturing and Well Intervention” Conference on the Requirements Applied to Coiled Tubing under the Current**

# Fidmarsh



Completion &  
Production Solutions

**КАЧЕСТВО  
И НАДЕЖНОСТЬ**

- ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ГРП
- УСТАНОВКИ КОЛТЮБИНГОВЫЕ
- УСТАНОВКИ ЦЕМЕНТИРОВОЧНЫЕ
- УСТАНОВКИ НАСОСНЫЕ
- УСТАНОВКИ АЗОТНЫЕ



220033, Беларусь, Минск, ул. Рыбалко, 26  
Тел.: +375 17 298 24 17, факс: +375 17 368 30 26  
E-mail: [fidmashsales@nov.com](mailto:fidmashsales@nov.com), [www.fidmashnov.by](http://www.fidmashnov.by)  
[www.fidmashnov.ru](http://www.fidmashnov.ru), [www.fidmashnov.kz](http://www.fidmashnov.kz)  
Представительство в России «ФИДсервис»  
Тел.: +7 916 281 15 53



## ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ЭЖЕКТОРНОЙ ОЧИСТКИ СКВАЖИН



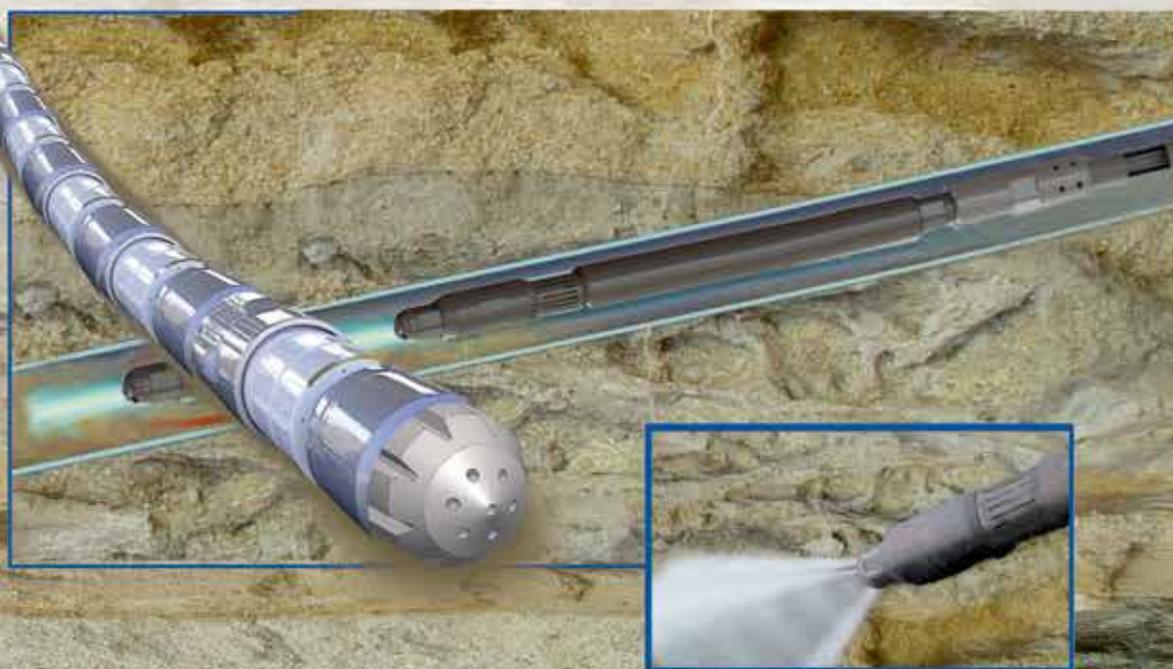
ПРИГЛАШАЕМ ПОСЕТИТЬ НАШ СТЕНД  
В ПАВИЛЬОНЕ 1, СТЕНД № 1В50  
НА ВЫСТАВКЕ "НЕФТЕГАЗ-2018,  
16-19.04.2018, Г. МОСКВА

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

Данный способ промывки основан на эффекте эжектирования, создаваемого потоком жидкости с большой скоростью течения.

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

Диаметр компоновки, мм: 54...76;  
Диаметр ГНКТ, мм: 38,1×22,2/50,8×25,4/60,3×31,8;  
Коэффициент эжекции: 0,1...0,3;  
Максимальная длина скважины по стволу, км: до 3





**ВК: В прошлом году на 17-й конференции было сенсационно объявлено о скором запуске нового производства ГТ стандарта API 5ST в России. Речь шла об ООО «ЭСТМ». На каком этапе в настоящее время находится этот проект?**

**Р.С.:** Я могу с гордостью и некоторым волнением сказать, что строительство завода находится на заключительном этапе, монтаж оборудования выполнен, производятся пусконаладочные работы. В ближайшие недели мы планируем запустить производство и выпустить первую продукцию.

**ВК: Как начинался этот проект по производству ГНКТ на территории России?**

**Р.С.:** На самом деле вопрос выпуска конкурентоспособной качественной ГНКТ давно назрел. Многие сервисные компании хотели бы иметь возможность заказывать себе гибкую трубу не «впрок», а тогда, когда она нужна. При этом качество трубы должно быть не ниже, чем у импортных аналогов! И вот в сентябре 2016 года, в рамках Международного инвестиционного форума «Сочи-2016», было подписано соглашение с губернатором Тульской области А.Г. Дюминым о сотрудничестве при реализации на территории особой экономической зоны (ОЭЗ) «Узловая» проекта «Строительство производства гибких насосно-компрессорных труб». Мы были первыми, кто приступил к строительно-монтажным работам на территории ОЭЗ «Узловая». За время строительства нам пришлось столкнуться с трудностями, вызванными и весенней распутицей, и летними проливными дождями, но все они были благополучно преодолены. Площадка для размещения производства именно в ОЭЗ «Узловая» была выбрана не случайно. Территория имеет выгодное экономико-географическое положение, ►

Я могу с гордостью и некоторым волнением сказать, что строительство завода находится на заключительном этапе.

I am proud to say that the project is at its final stage.

**Market Conditions, and the Quality Control Methods in New CT Manufacture. Therefore, the first question is what are the requirements to the Coiled Tubing?**

**Ruslan Saldeev:** With the operations getting ever more complex, the requirements to the CT strength properties are constantly increasing. In particular, all the customers would like to see the tube display predictable behavior thus allowing them to plan out the budget in advance, to avoid pinholes and tube breaks. It is often the case for service companies to look for a replacement hectically, sometimes seeking help from their colleagues and even competitors. And definitely, no one wants to go through time and expense of CT respooling in case of a replacement, not to mention its removal from the well.

**CTT: Last year, at the 17<sup>th</sup> Conference, a new CT manufacturing plant was announced to be opened soon. It was ESTM that was planning to make coiled tubing in Russia by**

**API 5ST standard. What is the current stage of the project?**

**R.S.:** I am proud to say that the project is at its final stage. The equipment installation is complete, and our experts are performing the start-up and commissioning at the moment. The start of production is a matter of weeks.

**CTT: How did the CT manufacturing project kick off in Russia?**

**R.S.:** The question of manufacturing high-quality competitive Coiled Tubing has long been a pressing one. Many service companies would like to avoid 'stocking up' on CT, and to be able to order it on the as-needed basis. That said, the CT quality should also be equivalent to that of the imported products. Therefore, in September 2016 ESTM signed an Agreement with Alexey Dyumin, Governor of Tula Region, on Cooperation within the project of Construction of a CT Manufacturing Plant in Uzlovaya Special Economic Zone. The agreement was signed at Sochi-2016 International Investment Forum. We were the first to start building and installation works in Uzlovaya. Our path was littered with obstacles – from the spring season of impassable roads to summer downpours, but all that is history now. We are particularly satisfied with the choice of the plant site – Uzlovaya features a favourable economic and geographical location as it is close to the intersection of M4 interstate and Tula- ►

находясь на пересечении федеральной автомагистрали М4 Дон и автомобильной дороги Тула – Новомосковск. Это, безусловно, дает нам возможность настроить логистику как по доставке сырья на объект, так и по реализации готовой продукции.

**ВК: Является ли этот проект импортозамещающим?**

**Р.С.:** С учетом того, что подавляющее количество ГНКТ на территории Российской Федерации и стран СНГ до настоящего времени закупается за границей, думаю, мы, конечно, можем считать наш проект импортозамещающим. Целью проекта является производство высококачественной конкурентоспособной трубы на территории Российской Федерации, причем в таком объеме, который может полностью закрыть потребности внутри страны и даже в странах СНГ. На начальном этапе мы все еще будем использовать импортное сырье для производства, но ведется большая работа совместно с российскими металлургами по выпуску высококачественной стали, отвечающей мировым стандартам при производстве ГНКТ.

**ВК: Каких типоразмеров гибкую трубу намерено выпускать новое предприятие?**

**Р.С.:** Мы будем выпускать трубы диаметром от 25,4 мм (1.25") до 88,9 мм (3.5").

**ВК: Собирается ли предприятие выпускать ГТ в типоразмерах от 44 мм и выше, зависимость от которых в России критическая?**

**Р.С.:** Совершенно верно, зависимость от труб ГНКТ большого диаметра в России критическая, особенно с учетом того, что начали интенсивно развиваться проекты в области добычи трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ). Поэтому мы уделяем особо пристальное внимание выпуску всех диаметров ГНКТ, включая и большие размеры.

**ВК: Будет ли выпускаться ГТ увеличенного диаметра, предназначенная для колтюбингового бурения?**

**Р.С.:** Да, одним из наших приоритетных направлений является выпуск ГНКТ, пригодной для использования при колтюбинговом бурении. Я работал на нескольких проектах STD на Ближнем Востоке, также был вовлечен в один проект, который стартовал в Бузулуке, но вскоре, к сожалению, был закрыт. Я уверен, что на многих месторождениях колтюбинговое бурение может

Целью проекта является производство высококачественной конкурентоспособной трубы на территории Российской Федерации, причем в таком объеме, который может полностью закрыть потребности внутри страны и даже в странах СНГ.

The goal of the project is to launch the production of high-quality competitive tube on the territory of the Russian Federation in the amount that would allow us to cover the demands within the country and in the CIS.

Novomoskovsk highway. It offers a variety of solutions both in terms of transporting raw materials to the plant, and delivering the final products to our customers.

**CTT: Can this project be referred to as import substitution?**

**R.S.:** As the vast majority of CT strings used in Russia and CIS states have so far been purchased abroad, this project definitely falls within the scope of import substitution. The goal of the project is to launch the production of high-quality competitive tube on the territory of the Russian Federation in the amount

that would allow us to cover the demands within the country and in the CIS. At the initial stage, we are



Мы уделяем особо пристальное внимание выпуску всех диаметров ГНКТ, включая и большие размеры.

We are focused on manufacturing a variety of sizes, including the large ones.

сыграть положительную роль, особенно там, где другие способы не позволяют добиться положительных результатов.

**ВК: Как менялись требования пользователей к гибкой трубе с усложнением колтюбинговых технологий?**

**Р.С.:** Как я упоминал в своем докладе на конференции, произошла естественная эволюция сложности выполняемых с ГНКТ операций: еще несколько лет назад подавляющим большинством скважино-операций были промывки, освоение с азотом и обработки ПЗП кислотой. Что же мы видим теперь? Все больше становится операций по фрезерованию, в том числе портов и седел подвесок МГРП, ловильных операций, отрезаний хвостовиков лифтовых колонн с помощью кольцевого фрезы, операций гидропескоструйной перфорации, а также каротажей на ГНКТ как с модулем памяти, так и в реальном времени, на ГНКТ с кабелем. Такая эволюция сложности технологических операций приводит, во-первых, к требованию диаметра ГНКТ от 44,5 мм и больше, а, во-вторых, растут механические нагрузки на ГНКТ как в результате спусков в длинные горизонтальные участки скважин, так и в результате вращающего момента от забойного двигателя. Усталостные нагрузки на отдельных участках трубы при долговременном вращении ВЗД на одной глубине способны вывести трубу из строя всего за несколько скважино-операций. Поэтому эволюционные изменения требований пользователей к гибкой трубе – это естественный процесс, на который надо реагировать соответственно – выпуском ГНКТ высочайшего качества, к которой у пользователей не будет претензий.

**ВК: Охарактеризуйте, пожалуйста, основные факторы, влияющие на качество готовой продукции.**

**Р.С.:** Я считаю, что есть четыре основных фактора, которые помогают выпускать ГНКТ высокого качества. Первое – это качество сырья исходного материала, потому что какое бы ни было оборудование для сварки ГНКТ, если в теле штрипса



Эволюция сложности технологических операций приводит к требованию диаметра ГНКТ от 44,5 мм и больше.

Evolution in complexity means the growth in the OD, from 1 3/4" and up.

going to use the raw material of foreign manufacture, but we are working in close cooperation with Russian steel makers to develop the steel that would meet the global standards of Coiled Tubing production.

**CTT: What sizes will ESTM be supplying?**

**R.S.:** We are going to make CT ranging from 1 1/4" to 3 1/2".

**CTT: Are you planning to manufacture large diameter CT, from 1 3/4" and up, as the dependence on these products is getting critical in Russia today?**

**R.S.:** Yes, you are right saying that the CT is getting larger, especially given the development of hard-to-recover (HTR) reserves. Therefore, we are focused on manufacturing a variety of sizes, including the large ones.

**CTT: And what about the large-diameter coiled tubing used in CT Drilling?**

**R.S.:** It is one of ESTM priorities. I worked on several CTD projects in the Middle East, and later was also involved in a project in Buzuluk, Orenburg Region, which was later closed. I know that CT drilling can prove efficient in many fields where other approaches fail to produce results.

**CTT: How did the customer requirements to Coiled Tubing change over time as the CT technologies were getting more complex?**

**R.S.:** As I mentioned in my conference presentation, what we see today is the natural evolution of CT operations. While just a few years ago the majority of trips were cleanouts, nitrogen lifts, and acid treatments, what do we see today? There is an ever increasing amount of milling jobs, including frac ports and seats in multistage fracturing, then fishing, cutting



имеются включения и непровары, это мгновенно скажется на качестве готовой продукции.

Второе – это строгое соблюдение технологии производства на всех этапах. Технология производства трубы отработана за долгие годы выпуска ГНКТ различными производителями: режимы сварки и проката, термическая обработка и объемная нормализация. Очень важно контролировать их исполнение в рамках заданных параметров. Тут на помощь приходят компьютерные и диагностические технологии. Мы закупили для нашего завода самое современное оборудование тех же производителей, которое используется в том числе нашими коллегами и конкурентами. С помощью пирометров и термокамер область сварки находится под постоянным наблюдением интеллектуальных систем управления, происходит регулировка нагрева при индукционной сварке, а также при отжиге продольного шва и последующей нормализации тела трубы при прокате. Конечно, немаловажную роль в соблюдении технологии производства играет и персонал. Именно поэтому мы столь пристальное внимание уделяем квалификации своих сотрудников, обучению их за рубежом, прививаем высокую культуру производства.

Третье – это контроль на всех стадиях. Очень тщательным образом мы подходили к выбору оборудования для неразрушающего контроля сварных швов. Он происходит в несколько этапов. В первую очередь с помощью радиографического цифрового комплекса производится моментальный снимок косого шва и его проверка. Затем в дело вступает ультразвуковой дефектоскоп

the velocity string liners, sand jet perforating, as well as logging – both real-time data acquisition systems and those with a memory card – on a coiled tubing cable. First, this evolution in complexity means the growth in the OD, from 1 3/4" and up, and secondly, it leads to increased mechanical loads as a result of running in long horizontal laterals, and also the torque from the downhole motor. With the downhole motor rotating at a certain depth for a long time, the resulting fatigue can break the pipe after just a few trips. Therefore, it is natural to see customers' requirements growing more stringent, hence it follows that we shall offer the CT of the highest quality that will meet these demands.

**CTI: Can you expand on the main factors that affect the quality of the final product?**

**R.S.:** I can name four most significant factors that allow the manufacturers to ensure high quality of this product. The first one is the quality of the raw material. Whatever welding equipment you might have, any inclusions or lack of penetration in the strip will have an immediate effect on the tube.

The second factor is ensuring strict compliance with the manufacturing procedures at every stage. The procedures of CT production have been worked out to the detail by various manufacturers: the welding, rolling, annealing, and full body heat treatment. It is essential to ensure the control over all the processes and parameters by means of computer and diagnostic technologies. We have purchased the most advanced equipment from the same manufacturers that most other CT plants install. The pyrometers and seam tracking cameras allow for the constant control of the welding zone. Smart systems control and monitor the induction welding, seam annealing and tube full-body

высокого разрешения, оснащенный фазированными антенными решетками и цифровой фокусировкой, он позволяет с высокой точностью выявлять дефекты материала и недостатки сварного шва. Очень важным компонентом системы контроля является вихретоковый дефектоскоп. Он обеспечивает поточный контроль сваренной трубы, распознавание трещин, включений, раковин и непроваров на поверхности и в теле трубы. Отдельный датчик тестирует продольный шов, кольцевой сенсор тестирует все тело трубы. Благодаря высокой точности этого прибора требования стандарта API 5ST по разрешению превышаются в два раза. Измерительная катушка формирует электромагнитное поле, вокруг дефектов образуются вихревые токи, которые детектируются измерительной катушкой. Сохраненные измерения можно просматривать, анализировать результаты для оптимизации параметров. Любые дефекты, выходящие за 80-процентный предел от эталонного сигнала, помечаются краской для повторных исследований на сервисном участке.

Четвертым фактором, как я считаю, является обратная связь с потребителем, постоянный двусторонний диалог на протяжении всего срока использования катушки ГНКТ.

**ВК: Стальной штрипс каких производителей будет использоваться для производства ГТ? Станут ли поставщиками российские металлургические предприятия?**

**Р.С.:** На начальном этапе будет использоваться штрипс только французской металлургической компании, который используют наши заокеанские коллеги. Однако мы ведем работу с российскими металлургами по выпуску стали требуемых характеристик, отвечающей мировым стандартам при производстве ГНКТ.

**ВК: Какие рынки предприятие намерено охватить своей продукцией? Будет ли сбыт ориентирован исключительно на Россию или планируется экспорт?**

**Р.С.:** На первом этапе в наших целях охватить своей продукцией внутрироссийский рынок, а также рынок Таможенного союза, в этом нам помогут как логистические преимущества, так и отсутствие таможенных процедур при пересечении границ стран ЕАЭС. Впоследствии мы надеемся создать конкуренцию нашим заокеанским коллегам на рынке Ближнего Востока, а возможно, Индии и Пакистана.

Вела беседу Галина Булыка, «Время колтюбинга. Время ГРП»

Есть четыре основных фактора, которые помогают выпускать ГНКТ высокого качества.

I can name four most significant factors that allow the manufacturers to ensure high quality of this product.

heat treatment. In addition to that, as we are committed to ensuring the highest quality, a lot of attention is given to the personnel qualification. ESTM technical experts and equipment operators are trained by the leading experts in the industry, and also take trainings abroad for production practices and workplace discipline.

The third point is quality control. The non-destructive testing (NDT) equipment selected allows us to check the weld quality in several steps. First,

strip bias welds are inspected by means of digital radiography. The images are further on analyzed by NDT experts. Second, a high definition phased array ultrasonic detector featuring digital focusing system is used to expose defects in welds and parent material. Also, the NDT quality control program includes an eddy current system to inspect the new pipe for any cracks, inclusions, cavities and cold welds – both surface and sub-surface. There are two sensors installed – one checking the longitudinal weld, while the other is testing the pipe body. Due to the high sensitivity level, the API 5ST requirements are twice exceeded. A wire coil produces an electromagnetic field with eddy currents induced in the material. Then, any changes in eddy currents would be indicative of the presence of defects. The test results can be saved and analyzed so as to optimize the process parameters. Any imperfections outside the 80% limit of the reference indications are paint-marked for re-inspection in the service area.

And finally, the fourth factor is customer feedback, meaning a constant dialogue with our customers throughout the life of a CT string.

**CTI: What strip are you going to use for CT manufacture? Are there any Russian steel works among your suppliers?**

**R.S.:** At the initial stage, we are working with a French steel producer as our main supplier. It is a reputable corporation with its steel being widely used by our overseas colleagues. Besides, we are developing cooperation with Russian steel makers to be able in the future to use domestic steel to produce CT to world standards.

**CTI: What markets are you aiming at? Are you planning to confine yourself to the Russian market, or export your products abroad?**

**R.S.:** At the initial stage, the Russian market is going to be our priority, alongside the Customs Union (Russia, Kazakhstan and Belarus) as we enjoy certain advantages in terms of logistics and simplified customs formalities when crossing the EEU borders. In the future, of course, our target is to provoke competition on the Middle Eastern market, as well as India and Pakistan.

Interviewer – Halina Bulyka, Coiled Tubing Times

# КЛЮЧЕВОЕ СОБЫТИЕ ОТРАСЛИ:

в центре внимания, в центре Москвы



Russian Oil&Gas Industry Week

## НАЦИОНАЛЬНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ

16-18 апреля 2018

Москва, ЦВК «Экспоцентр»

[www.oilandgasforum.ru](http://www.oilandgasforum.ru)

18-я международная выставка

## НЕФТЕГАЗ-2018



16-19 апреля 2018

Москва, ЦВК «Экспоцентр»

[www.neftegaz-expo.ru](http://www.neftegaz-expo.ru)



12+

Реклама



МИНПРОМТОРГ  
РОССИИ



ЭКСПОЦЕНТР  
МОСКВА

Мир  
Discover



# ВЕДУЩАЯ ВЫСТАВКА

по результатам опроса  
профессионалов отрасли

Лучший бренд в группе  
Российские нефтегазовые выставки



15-я МЕЖДУНАРОДНАЯ  
ВЫСТАВКА

## НЕФТЬ И ГАЗ

18–21 июня 2018

МОСКВА • КРОКУС ЭКСПО  
Павильон 3 • залы 13 и 14

[www.mioge.ru](http://www.mioge.ru)



## 14-й РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС

в рамках выставки

18–19 июня 2018

МОСКВА • КРОКУС ЭКСПО

[www.oilgascongress.ru](http://www.oilgascongress.ru)

## ФАКТЫ MIOGE 2017

**607** компаний-участников  
Выставки и Конгресса

**35** стран-участников  
Выставки и Конгресса

**18 500** посетителей

**25 873** кв.м выставочной площади

**50** мероприятий Конгресса и  
Технической программы Выставки

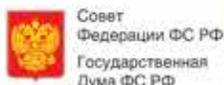
**235** докладчиков

**1 000** делегатов



**ITE МОСКВА**  
+7 (499) 750 0828  
[oil-gas@ite-expo.ru](mailto:oil-gas@ite-expo.ru)  
[www.mioge.ru](http://www.mioge.ru)

**ITE GROUP PLC**  
+44 (0) 207 596 5011  
[og@ite-events.com](mailto:og@ite-events.com)  
[www.oilgas-events.com](http://www.oilgas-events.com)



# КАЛЕЙДОСКОП ЭКСПРЕСС-МИНИ-ТЕХНОЛОГИЙ И РЕКОМЕНДАЦИЙ ДЛЯ УЛУЧШЕНИЯ РАБОТЫ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН БЕЗ ВМЕШАТЕЛЬСТВА БРИГАД ПОДЗЕМНОГО И КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА СКВАЖИН

Ю.А. БАЛАКИРОВ, д. т. н., профессор, академик Международной академии наук высшей школы

## Эпизод № 1

При работе штангового глубинного насоса (ШГН) с большим содержанием пластового газа дебит скважины снизился до 30–40% в сутки, а затем полностью прекратился.

1. Остановить станок-качалку. План-шайбу – регулятор станка-качалки (СКН), число качания СКН перевести на скоростной режим качаний СКН, не превышая при этом предела 10–12 в минуту.
2. Определить количество выделяемого газа в процессе работы СКН, запустить скважину со скоростным режимом качания СКН, как было сказано ранее, 10–12 качаний в минуту.
3. Снять динамограмму и определить степень незаполнения цилиндра ШГН.
4. Определить дебит при форсированном режиме работы скважины с приложением динамограммы.
5. В новом режиме скважина должна работать в течение недели, после чего запустить работу в старом режиме, но уже с восстановленным дебитом работы скважины.

## Эпизод № 2

Станок-качалка (СКН) закрипела и прекратила работать – скважина потеряла производительность. Динамограмму невозможно снять. Возможная причина – пространство между стенками цилиндра ШГН и плунжера забито песком.

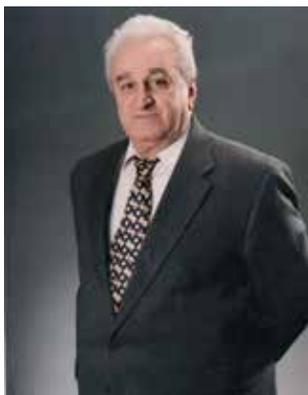
Срочно промыть скважину с помощью ПАВ (поверхностно-активное вещество).

1. Количество воды должно быть меньше объема ствола скважины.
2. Количество ПАВ (2–3% от объема воды) нагнетать с перерывами для создания импульсов, в середине процесса подключить нагнетание газа из затрубного пространства скважины до прекращения выхода чистого газа с переходом на выход песчано-глинистой суспензии (шлама), после чего прекратить нагнетание газа и определить, насколько снизилось давление в затрубном пространстве скважины.
3. С помощью волнометрирования определить местоположение статического уровня жидкости скважины и то, насколько обнажился прием жидкости под ШГН. При снижении уровня более чем на 70% повысить его подливом нефти из работающей соседней скважины, скважину запустить снова в работу, снимая динамограмму и подливая насосным агрегатом небольшое количество пластовой воды с ПАВ до 1–2% по количеству подливаемой жидкости из пласта. При этом скважина снова запускается в работу.

## Эпизод № 3

Прекратилась подача пластовой жидкости, хотя ШГН работает, динамограмма свидетельствует о нормальной работе скважины.

1. Повторно снять динамограмму, если нет выхода пластовой нефти и воды на поверхность, значит, пространство между цилиндром и плунжером ШГН значительно увеличилось с утечкой обратно в скважину выкачанной насосом пластовой жидкости.
2. Срочно остановить станок-качалку, подлить насосом в затрубные пространства между цилиндром и плунжером ШГН вязкую нефть (с вязкостью 10–15 сантипуаз) в количестве до 5 кубометров, чтобы создать затвор для ликвидации утечки.
3. В процессе установки гидравлического затвора СКН должен работать при включенном динамографе для снятия серийных динамограмм до тех пор, пока на выходе скважины не появится пластовая жидкость нефти. На этом надо прекратить восстановление притока пластовой жидкости, так как ШГН стал работать с необходимой компрессией насосной установки.



## Эпизод № 5

Скважина перестала откачивать нефть, хотя динамограмма этого не показывает.

1. Срочно вызвать бригаду подземного ремонта скважины, проверить герметичность насосно-компрессорных труб путем подлива воды СПАВ в затрубные пространства.
2. При отсутствии дебита скважины извлечь насосно-компрессорные трубы с заменой аварийной трубы.
3. Убедиться в отсутствии глинопесчаной пробки, заодно проверить исправность ШГН.
4. При отсутствии глинопесчаных пробок в насосно-компрессорных трубах запустить ШГН в работу со снятием динамограмм и определением дебита скважины.

## Эпизод № 4

Уменьшился дебит скважины на 20–30%.

1. Срочно снять динамограмму и проверить исправность штангового глубинного насоса.
2. При обнаружении потери герметичности в нижнем всасывающем клапане ШГН остановить СКН и вызвать бригаду подземного ремонта скважины для замены ШГН.
3. После замены насоса или только всасывающего клапана снова запустить скважину в работу, сняв при этом эталонную динамограмму.

## Эпизод № 6

Из моей личной практики.

Несмотря на небольшой стаж работы, скважина выглядела очень «поношенной»... Но главная ее особенность заключалась не в этом, а во впечатляющей длине ее перфорационного канала – 385 метров! То есть при глубине самой скважины 3045 м перфорационный канал составлял ее почти восьмую часть.

Но на этом необычность скважины не заканчивалась, поскольку скважина наполовину глубины была забита глинопесчаной пробкой, гидратами, сольватами и даже

шламом той промывочной жидкости, с которой в прошлом она бурилась.

К счастью, эксплуатационная колонна не имела порезов и сохранила свою первоначальную герметичность.

Но беда, как свидетельствует мудрая поговорка, не приходит одна. Так случилось и с этой скважиной: шеститонная головка балансира станка-качалки свалилась с мостов и своей тяжестью придавила наружное оборудование скважины, нарушив ее герметичность. Безусловно, в таком состоянии дальнейшая работа скважины с точки зрения техники безопасности становилась опасной в связи с возможным открытым изливом нефти на поверхность скважины, т.е. открытым фонтанированием. Поэтому было принято решение скважину срочно передать на капитальный ремонт с обязательным составлением технологии восстановления скважины после аварии.

Любой специалист может сказать, что после такой тяжелой аварии оживить работу скважины является делом весьма проблемным.

В первом приближении это можно осуществить быстро, а главное, просто: отсечь верхнюю или нижнюю части перфорационного канала в зависимости от количества активных извлекаемых запасов углеводородов. Но это оказалось нелегко осуществить, поскольку именно эта часть пластовой системы является регулятором для фильтрации нефти, воды и газа. Также не забываем, что по соседству со скважиной и пластом находился водоносный горизонт.

Идея следующая: надо определить по всей длине перфорационного канала те глубины, на которых расположены «слепые» перфорационные отверстия, через которые углеводороды проникают в скважину, и наоборот, «зрячие». Очень важно бывает идентифицировать «слепые» и «зрячие» отверстия и определить их количество в перфорационном канале!

Мне это не раз приходилось делать на месторождении Кубы, Сирии, Ирака, Болгарии, а также на некоторых месторождениях Западной Сибири. ☉

# Юрию Айрапетовичу Балакирову – 90!

## Yuri Ajrapetovich Balakirov Turned 90!

Дорогой Юрий Айрапетович!

С бриллиантовым юбилеем Вас, выдающегося ученого, мудрого учителя, верного друга нашего журнала!

Много лет назад Бог наделил Вас выдающимися способностями: умом, трудолюбием, прозорливостью, умением вдохновлять учеников и вести их за собой. Эти качества помогли Вам стать признанным авторитетом в ученом мире, создать свою научную школу, достичь высот возраста мудрости и опыта.

Крепкого здоровья Вам, оптимизма, вдохновения, новых целей и сил для их достижения, взаимопонимания и любви близких!

Пусть осуществляются все Ваши мечты и замыслы!

Редакция научно-практического журнала  
«Время колтюбинга. Время ГРП»

Dear Yuri Ayrapetovich!

Our congratulations with diamond anniversary go to you, an outstanding scientist, a wise teacher, a faithful friend of our journal!

Many years ago, God bestowed on you outstanding abilities: intelligence, diligence, perspicacity, the ability to inspire disciples and lead them. These qualities have helped you become a recognized authority in the academic world, create your own scientific school, reach the heights of the age of wisdom and experience.

Strong health to you, optimism, inspiration, new goals and strengths for their achievement, mutual understanding and love of loved ones!

May all your dreams come true!

Editorial board of the scientific and practical journal  
"Coiled Tubing Times"

3 февраля 2018 года исполнилось 90 лет Юрию Айрапетовичу Балакирову – старейшему члену редакционного совета журнала «Время колтюбинга. Время ГРП», авторитетному специалисту в нефтегазовой отрасли, известному ученому, опытному практику, создателю и неумолимому пропагандисту новых технологий.

После окончания Азербайджанского института нефти и химии им. М. Азизбекова с получением звания горного инженера по разработке и эксплуатации нефтяных и газовых скважин проработал на нефтяных промыслах более 25 лет, пока не состоялся как специалист в области исследования нефтегазовых залежей, оптимизации работы скважин различными способами эксплуатации.

Ю.А. Балакиров является создателем новых технологических и технических средств добычи нефти и газа насосными и газлифтными компрессорными и бескомпрессорными скважинами, новых эффективных способов гидро- и термодинамических исследований скважин и пластов в условиях стационарного и нестационарного притоков флюидов при различных режимах теплового потока и состояния притока флюидов с точки зрения энтальпии и энтропии, термодинамического потенциала пласта, теплопроводных параметров пластовой системы в процессе выработки нефтегазового коллектора. Научными и производственными интересами Ю.А. Балакирова освещены также исследования в области рентабельности эксплуатации малодобитных нефтяных скважин, совершенствования работ по интенсификации производительности нефтяных и газовых скважин и др.

Заслуженный деятель науки и техники. Награжден орденами и медалями, в том числе «За доблестный труд в Великой Отечественной войне 1941–1945 гг.», удостоен званий почетного нефтяника СССР и Украины.

Академик Академии горных наук Украины, Украинской нефтегазовой академии наук и Международной академии наук высшей школы. Разработанные Ю.А. Балакировым инновационные технологии внедрены на месторождениях Польши, России, Болгарии, Туркменистана, Сирии, Китая, Кубы, Ирака, США.

Юрий Айрапетович – член редакционного совета научно-практического журнала «Время колтюбинга», один из самых активных авторов нашего издания. Огромный жизненный и профессиональный опыт Ю.А. Балакирова, его прорывные идеи способствуют тому, чтобы нефтегазовый сервис России и СНГ становился более сильным, вооруженным знаниями, экологичным. ☉

On February 3, 2018, Yuri Airapetovich Balakirov, the oldest member of the editorial board of the journal "Coiled Tubing Times", an authoritative expert in the oil and gas industry, a well-known scientist, experienced practitioner, creator and tireless promoter of new technologies turned 90.

After the graduation from the Azerbaijan Institute of Oil and Chemistry named after M. Azizbekov with the receipt of the title of mining engineer for the development and operation of oil and gas wells, he worked in the oil industry for more than 25 years, until he took place as a specialist in the field of exploration of oil and gas deposits, optimizing the work of wells in various ways of operation.

Yu.A. Balakirov is the creator of new technological and technical means of oil and gas production by pump and gas lift compressor and noncompressor wells, new effective methods of hydro- and thermodynamic studies of wells and formations under conditions of stationary and non-stationary inflows of fluids under different heat flow conditions and conditions inflow of fluids from the point of view of enthalpy and entropy, the thermodynamic potential of the reservoir, the thermal conductive parameters of the reservoir system in the process of producing the oil and gas reservoir. Scientific and industrial interests of Yu.A. Balakirov are also covered in the field of profitability of exploitation of low-yield oil wells, improvement of works on intensification of productivity of oil and gas wells.

Honored Worker of Science and Technolog, he was awarded orders and medals, including "For Valiant Labor in the Great Patriotic War of 1941–1945", the title Honorary Oil Worker of the USSR and Ukraine.

Academician of the Academy of Mining Sciences of Ukraine, the Ukrainian Oil and Gas Academy of Sciences and the International Academy of Sciences of Higher School. Developed by Yu.A. Balakirov innovation technologies are introduced in the oilfields of Poland, Russia, Bulgaria, Turkmenistan, Syria, China, Cuba, Iraq, the USA.

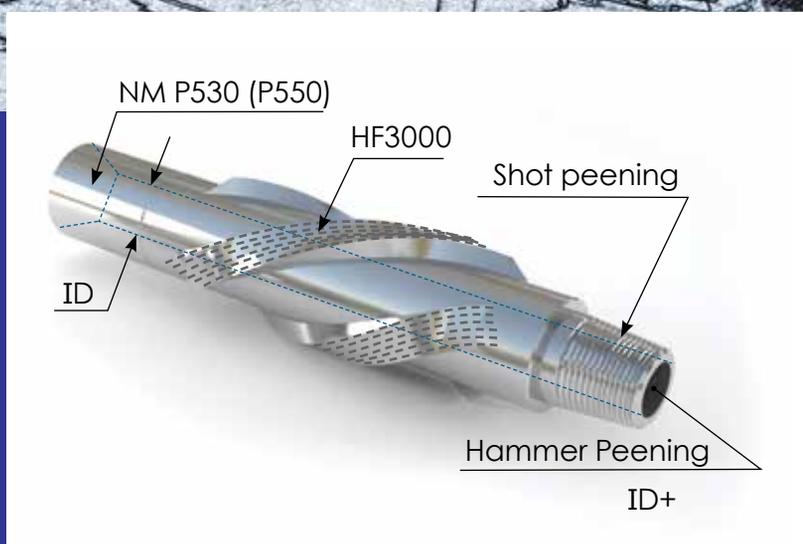
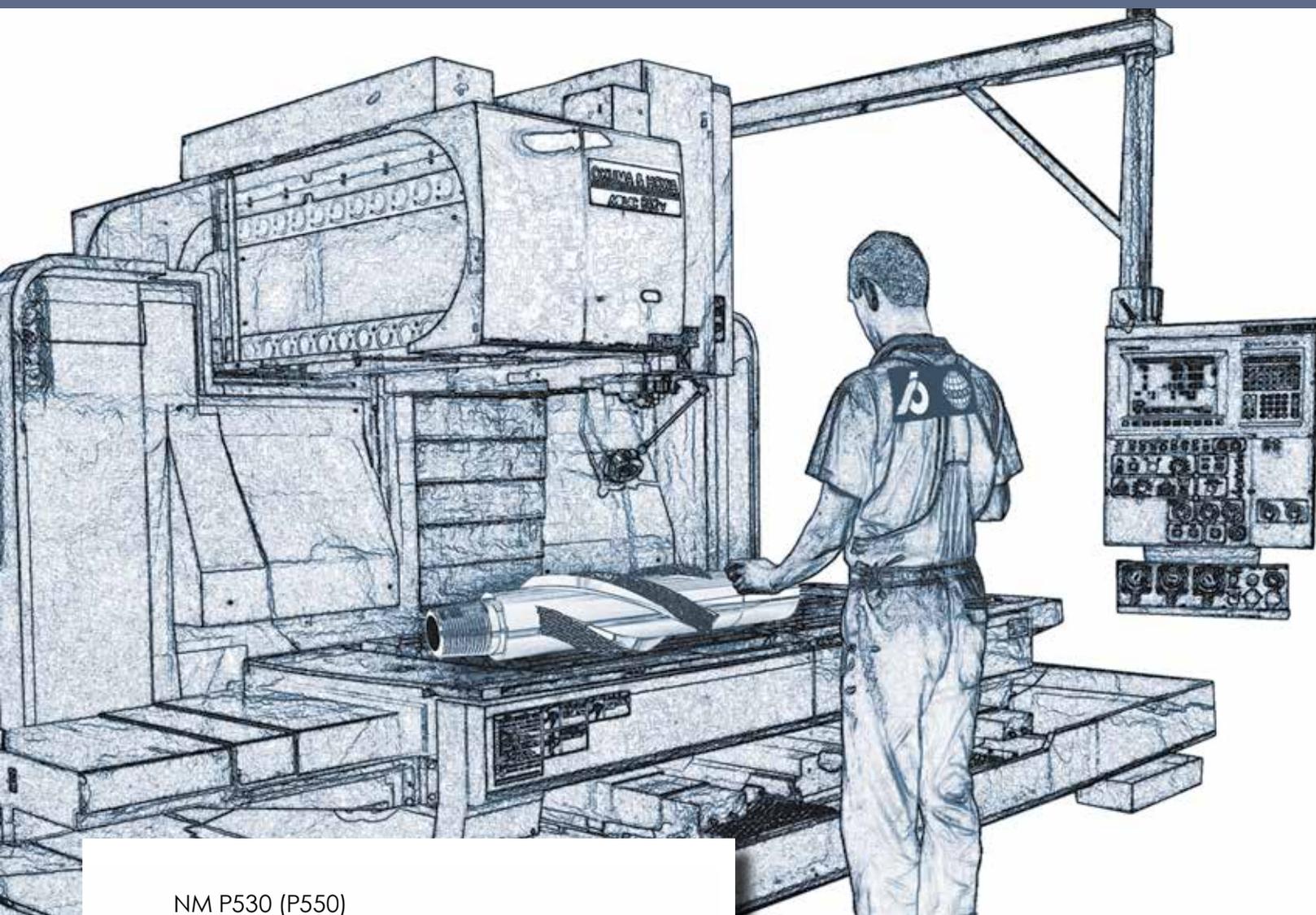
Yuri Ayrapetovich is a member of the editorial board of the scientific and practical journal "Coiled Tubing Times" one of the most active authors of our publication. A huge life and professional experience Yu. A. Balakirov, his breakthrough ideas contribute to ensuring that the oil and gas services of Russia and the CIS become stronger, armed with knowledge, environmentally friendly. ☉



# Schoeller-Bleckmann Darron Russia



КАЧЕСТВО – ОТВЕТСТВЕННОСТЬ КАЖДОГО  
QUALITY IS EVERYONE'S RESPONSIBILITY



Немагнитные стали, элементы  
MWD/LWD систем и КНБК

ВЗД и Яссы

Дефектоскопия  
оборудования: API 7 и DS-1

Циркуляционный  
переводник PBL

Сложный ремонт  
немагнитных элементов  
MWD/LWD систем



[www.sbdr.ru](http://www.sbdr.ru)

+7(3496) 34-26-02

[sbdr\\_operation@sbdr.ru](mailto:sbdr_operation@sbdr.ru)

## «ТРИЗ-2017»: некоторые любят потяжелее

### Организатор – CREON Energy в составе группы CREON.

В российской нефтедобывающей отрасли уже давно говорят о необходимости разработки трудноизвлекаемых запасов: мол, ресурсы «легкой» нефти не безграничны, а ТриЗ – настоящий Клондайк, и пора начинать его осваивать. Между тем эксперты до сих пор не пришли к единому мнению, что же понимать под термином «ТриЗ». А если нет ясности с теорией, то как перейти к практике?

Международная конференция «ТриЗ-2017», впервые организованная компанией CREON Energy, состоялась в Москве 27 ноября 2017 года. Стратегическим партнером выступило агентство «Коммуникации».

«Уже даже самые недоверчивые поняли: за «тяжелой» нефтью – будущее нашей нефтедобывающей отрасли, – отметил в приветственном слове генеральный директор CREON Energy **Санджар Тургунов**. – Однако действующее налоговое законодательство серьезно ограничивает освоение ТриЗ, делая его нерентабельным. И понятно, что без помощи государства эту проблему не решить. Много вопросов и по технологиям добычи: почему так мало отечественных, а к имеющимся трудно получить доступ? Когда появятся новые российские разработки? Чем – в условиях сохранения санкций – могут помочь иностранные партнеры?».

Трудноизвлекаемые запасы (ТриЗ) – запасы залежей (месторождений, объектов разработки) или частей залежи, разработка которых существующими технологиями в условиях действующей налоговой системы экономически неэффективна. Такое определение ТриЗ дала **Вера Браткова**, начальник управления мониторинга, анализа и методологии Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых.

На начало ноября 2017 года накопленная добыча на разрабатываемых месторождениях оценивалась в 4,41 млрд т, из них на ТриЗ пришлось 235 млн т (с учетом льгот). Анализ проведен по 464 разрабатываемым месторождениям, прошедшим государственную экспертизу запасов в 2016 году (22% от всех запасов нефти в России).

По категориям запасов А+В1 количество рентабельных запасов составило 80% (как и для ТриЗ), по запасам категории В2 – 58% (для ТриЗ – 51%).

По словам Веры Братковой, из 464

рассмотренных месторождений по 147 месторождениям предоставляются льготы на НДС (это 23% всех рассмотренных запасов). При существующей системе налогообложения 76% льготизируемых объектов – рентабельны, низкая доля рентабельных запасов отмечается только по объектам тюменской свиты (39%).

На сегодняшний день из 1164 залежей тюменской свиты разрабатывается 370 (32%) на 96 месторождениях. Запасы нефти разрабатываемых залежей – 1,4 млрд т, при этом степень выработанности составляет всего 7%.

Эксперт рассказала, что к 2021 году должен быть обновлен баланс запасов, в него войдут не только технологические, но и рентабельные.

«Не думаю, что в ближайшие годы государство будет стимулировать разработку этих запасов, – считает г-жа Браткова. – Это потребует достаточных усилий при очевидно низкой отдаче».

«Одним из условий развития технологий добычи ТриЗ в России является создание технологических полигонов, – говорит директор

по развитию бизнеса VYGON Consulting **Антон Рубцов**. – Россия существенно отстает от США по темпам роста добычи нефти плотных пород, и одна из причин этого – почти полное отсутствие целевых НИОКР и ОПИ. В мире существуют специализированные государственные и частные центры отработки нефтегазовых технологий на этапах исследований и испытаний. В нашей же стране созданию технологий препятствует

низкий уровень развития институциональной среды». По сути, весь этап ОПИ сейчас – это несколько компаний, работающих над схожими технологиями и мало взаимодействующих друг с другом. Опыта создания технологий нет, площадок для их отработки – тоже.

Поэтому одним из способов развития этап ОПИ докладчик назвал создание технологических полигонов, которые позволят решить комплекс задач в интересах ВИНК, государства, сервисных компаний и инвесторов. Ожидается, что выгоду получат все стороны. При этом формат полигона позволит объединить усилия разных нефтяных компаний и добиться синергии в освоении ТриЗ.

Инициатором создания полигонов, несомненно, должно стать государство, причем действовать сразу в двух направлениях: предложить особые условия в сфере недропользования и стимулировать компании экономически. Кроме того, говорит Антон Рубцов, понятие «технологический полигон» необходимо прописать законодательно.

**Трудноизвлекаемые запасы (ТриЗ) – запасы залежей (месторождений, объектов разработки) или частей залежи, разработка которых существующими технологиями в условиях действующей налоговой системы экономически неэффективна.**

Про особенности налогообложения проектов по разработке трудноизвлекаемых запасов углеводородов рассказал **Дмитрий Дзюба**, заместитель директора Московского нефтегазового центра Ernst&Young. Освоение ТриЗ, как правило, требует сложных технологий и характеризуется более высокими издержками. Многие страны принимают меры по адаптации своих налоговых режимов и созданию стимулов для инвестиций в такие проекты. Способы стимулирования в целом направлены на дифференцирование налогов. Одним из вариантов является снижение ставки роялти на 40–50% для «нетрадиционных» запасов нефти и газа, также практикуются специальные вычеты для сверхвязкой нефти и возобновление работы механизма предоставления налогового кредита по проектам МУН.

**Одним из условий развития технологий добычи ТриЗ в России является создание технологических полигонов.**

Санджар Тургунов поинтересовался, какой налоговый механизм видится оптимальным для использования в сегменте ТриЗ? По мнению Дмитрия Дзюбы, в перспективе возможен перенос НДС на трудноизвлекаемые запасы, однако даже такой подход потребует введения дополнительных «настроек» для ТриЗ, в том числе через пониженную ставку роялти.

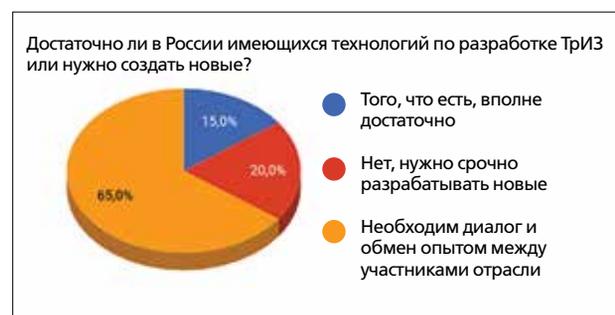
Участники конференции считают, что только совокупность факторов поможет развитию сегмента ТриЗ: поодиночке они не дадут нужного эффекта:



В России необходимо создать дорожную карту по внедрению технологий переработки трудноизвлекаемых нефтей и их остатков в нефтеперерабатывающую промышленность. Об этом в ходе конференции сообщил **Владимир Капустин**, заведующий кафедрой технологий переработки нефти РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. По его словам, в нашей стране существует всего несколько предприятий, способных перерабатывать тяжелую и битуминозную нефть, – это «Башнефть» и группа самарских предприятий. Основная же часть НПЗ предпочитает иметь дело с легкой нефтью. Связано это с тем, что чем тяжелее нефть, тем меньше светлых нефтепродуктов возможно из нее получить. Поэтому НПЗ, соответственно, предпочитают брать легкое и светлое сырье.

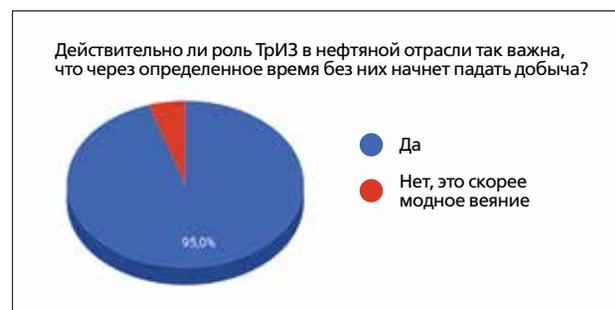
«Если Россия всерьез намерена заняться переработкой тяжелой нефти, то у нас в принципе существуют технологии, позволяющие получить нефтепродукты достаточно хорошего качества», – считает эксперт. Он назвал основные из них: установки замедленного коксования; гидрокрекинг; гидроконверсия нефтяных остатков; гидропереработка остаточного сырья; гидрокрекинг во взвешенном слое адсорбента; технология Uniflex (получение до 95% жидких нефтепродуктов из гудрона).

Как считают участники конференции, на начальном этапе развития сегмента ТриЗ компаниям необходимо делиться друг с другом наработками:



«Сегодня некоторым кажется, что нефть вот-вот станет не нужна. Это очень опасное заблуждение, – предупреждает Владимир Капустин. – Подсчитано, что до 2022 года потребность в нефти будет расти на 1 млн барр./день, после 2022 – на 0,8 млн барр./день. Таким образом, к 2035 году нужно будет на 40% больше нефти, чем сейчас. Не стоит рассчитывать, что все скоро будут ездить на электромобилях. Нужно уже сейчас думать о глубокой переработке, и желательно – на местах добычи нефти».

Аудитория конференции согласна – без ТриЗ развитие российской нефтедобычи представить невозможно:



Проект разработки месторождения залежей сверхвязкой нефти в Самарской области осуществляет «Самаранефтегаз». Как сообщил представитель компании **Айтуган Киекбаев**, в настоящее время проводятся ОПР и НИОКР. Осуществляется строительство девяти контрольно-наблюдательных скважин и их пробное освоение. Промышленная разработка запланирована на 2019 год.

Разработку Ярегского месторождения высоковязкой нефти ведет НШУ «Яреганефть» (компания «Лукойл-Коми»), рассказал заместитель начальника управления по бурению **Сергей Чен**. Сейчас добыча нефти ведется тремя нефтешахтами, а также по технологии SAGD и составляет 0,9 млн т/год. Первоначально на месторождении использовалась только термошахтная технология, однако она связана с большими эксплуатационными затратами и сложными условиями труда. Поэтому параллельно с термошахтной добычей с 2006 года осуществляется строительство скважин с горизонтальным окончанием по технологии встречного SAGD (добывающие и паронагнетательные скважины находились на разных кустовых площадках).

Как рассказал г-н Чен, в 2018–2020 годах планируется закончить строительство 65 горизонтальных скважин.

Подробнее о бурении на Ярегском месторождении рассказал **Алексей Клявлин**, главный специалист по проектированию скважин и геофизическим изменениям Scientific Drilling International. Там применяются разработанные компанией технологии SurfaceTrac и MagTrac (позиционирование и дистанцирование скважин). Они убирают неопределенность в пространственном положении скважины, что позволяет позиционировать протяженные горизонтальные участки в строго определенном коридоре и получать абсолютно достоверную информацию о залегании пластов непосредственно во время бурения, что делает возможной разработку пластов малой мощности.

Так, с мая по ноябрь 2017 года на кустах № 33–34 Ярегского месторождения в рамках ОПР по технологии SurfaceTrac было пробурено 5 пар SAGD-скважин.

Старший научный сотрудник НИЛ «Внутрипластовое горение» Института геологии и нефтегазовых технологий Казанского федерального университета **Ирек Мухаматдинов** представил доклад о катализаторах для внутрипластового облагораживания высоковязких нефтей и природных битумов в пластовых условиях. По его информации, закачиваемые коллоидные катализаторы на основе металлов переменной валентности, распределившись в пласте, интенсифицируют деструкцию асфальто-смолистых соединений в течение всего периода освоения месторождения. Использование катализаторов обеспечивает еще большее снижение плотности, вязкости нефти,

содержания в ней серы, азота, и, следовательно, повышение нефтеотдачи, упрощение последующей подготовки, транспортировки и переработки.

Говоря об экономической стороне проекта, докладчик оценил суммарную потребность в разработанном катализаторе в 28 млн т, в том числе 14 млн т для потребностей российских недропользователей.

Об использовании растворителей при добыче тяжелой нефти рассказал **Махмут Якубов**, заместитель директора по научной работе ИОФХ им. А.Е. Арбузова КазНЦ РАН. Основные причины

повышенной вязкости СВН – пониженное содержание легких фракций и низкая температура вмещающих отложений по сравнению с нижележащими нефтеносными пластами. Этим определяется выбор технологий извлечения СВН – разогрев пласта или закачка растворителей

(углеводородных фракций). Основное преимущество использования растворителей для добычи СВН заключается в превращении их в обычные нефти, что предполагает возможность дальнейшей подготовки, транспортировки и переработки традиционными методами.

Технология может применяться в пластах, где использование парогравитационного дренажа затруднено: это тонкие продуктивные пласты, пласты с подстилающейся водой и/или газовыми шапками и низкопроницаемые карбонатные коллекторы. Растворителями, как правило, служат этан, пропан, бутан, сжиженный газ, легкие нефтяные фракции.

О применении технологий компании «Шлюмберге» на практике рассказала **Екатерина Сазонова**, технический руководитель направления петрофизики департамента бурения и измерения. Речь шла о карбонатном кавернозном и трещиноватом коллекторе. В процессе освоения скважин «Шлюмберге» использует геологическое сопровождение, которое включает в себя геонавигацию, геологический анализ и каротаж. Это делает строительство скважин хоть и дороже, но гораздо эффективнее: направление бурения идет не по заявленному заранее плану, а изменяется в зависимости от данных каротажа в процессе бурения, что, соответственно, повышает нефтеотдачу.

Отвечая на вопрос о стоимости данных технологий, г-жа Сазонова сказала, что точные цифры назвать сложно – они варьируются в зависимости от условий на конкретном месторождении и объемов работ. ☉

Сегодня некоторым кажется, что нефть вот-вот станет не нужна. Это очень опасное заблуждение. Подсчитано, что до 2022 года потребность в нефти будет расти на 1 млн барр./день, после 2022 – на 0,8 млн барр./день.

## СТРАХОВАНИЕ ВНУТРИСКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Владимир НОВОСЕЛОВ, директор департамента продаж ПАО «САК «Энергогарант»



Внедрение современных технологий в нефтегазовой отрасли позволяет увеличить производительность труда и повысить эффективность производства в целом. Потребность в высокотехнологичном оборудовании определяет интерес к финансовым инструментам, которые обеспечивают оптимальную стоимость заемных средств и исключают финансовые потери компании в случае реализации рисков неблагоприятных ситуаций на производстве.

Одним из таких инструментов является приобретение оборудования в лизинг и его страхование. В этом случае сам предмет сделки (приобретаемое оборудование) является достаточным обеспечением заемных средств, а страховой полис гарантирует защиту от неблагоприятных рисков, чем заменяет формирование резервов на непредвиденные события, связанные с возможной гибелью техники.

Лизинговая программа обеспечивает предприятию пятилетний период комфортных платежей, относимых на себестоимость в полном объеме, и ускоренную амортизацию. Страховая программа подбирается индивидуально для конкретной ситуации, чтобы обеспечить максимальную защиту и при этом не переплачивать за ненужные опции.

ПАО «САК «Энергогарант», сотрудничая с лизинговыми компаниями, предлагает комплекс страховых программ для предприятий топливно-энергетического комплекса, учитывающих сложность производственных процессов отрасли, использование дорогостоящего оборудования, работу с веществами и материалами, обладающими опасными свойствами, проявление которых может привести к значительным, а иногда к катастрофическим потерям для компании.

Страхование внутрискважинного геофизического оборудования является одним из самых востребованных видов, поскольку позволяет компенсировать потери, возникшие в результате пожара, взрыва, фонтанирования скважины или образования грифона, стихийных бедствий, и другие. Достоинство страховых программ: расширенное страховое покрытие, доверие госзаказчиков, любой период страхования – от одного месяца до года и более.

Для специализированной самоходной техники, применяемой при работах на месторождениях, такой как колтюбинговое оборудование, оборудование для ГРП и пр., характерно наличие ряда специфических рисков, которые покрываются полисом страхования не во всех страховых компаниях. Как правило, по договору включаются риски ДТП на дорогах общего пользования, аварии, стихийные бедствия, противоправные действия третьих лиц. Но максимальный ущерб может возникнуть непосредственно на этапе работы оборудования на скважине. Стоимость оборудования может многократно превышать стоимость шасси, на которое оно установлено, и правильная оценка рисков и выбор страховой программы являются важным процессом деятельности компаний топливно-энергетического комплекса.

Вопросы качественной страховой защиты в ближайшее время будут становиться все более актуальными в связи с использованием более сложных и более дорогих технологий, а также в связи с появлением дополнительных угроз и новых негативных рисков.

Тел. +7 (495) 737-03-30  
[www.energogarant.ru](http://www.energogarant.ru)

# Your complete coiled tubing solution.

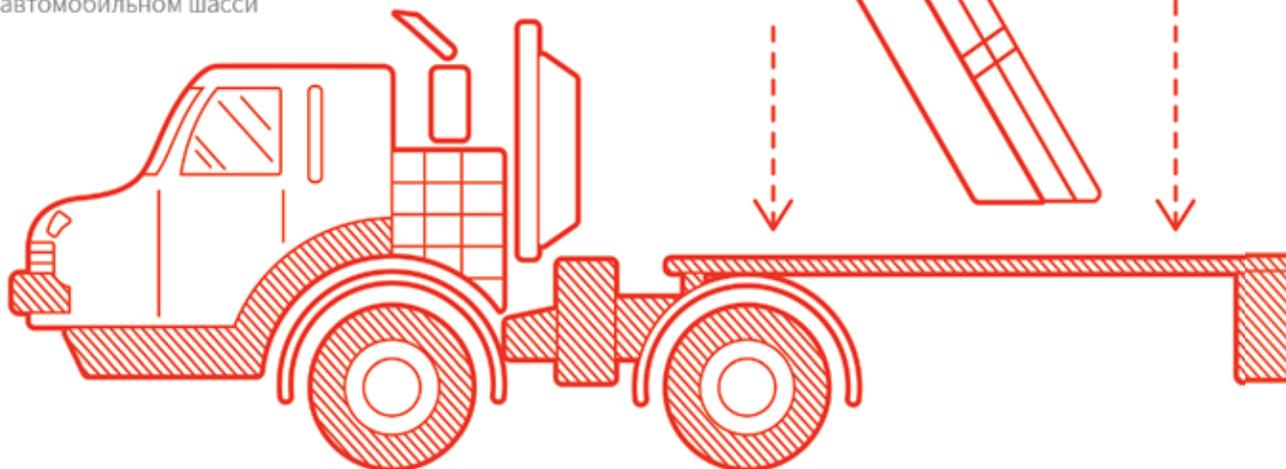
**CTES™**  
Моделирующее  
программное  
обеспечение



**Quality Tubing™**  
Колтюбинговые трубы  
(ГНКТ)



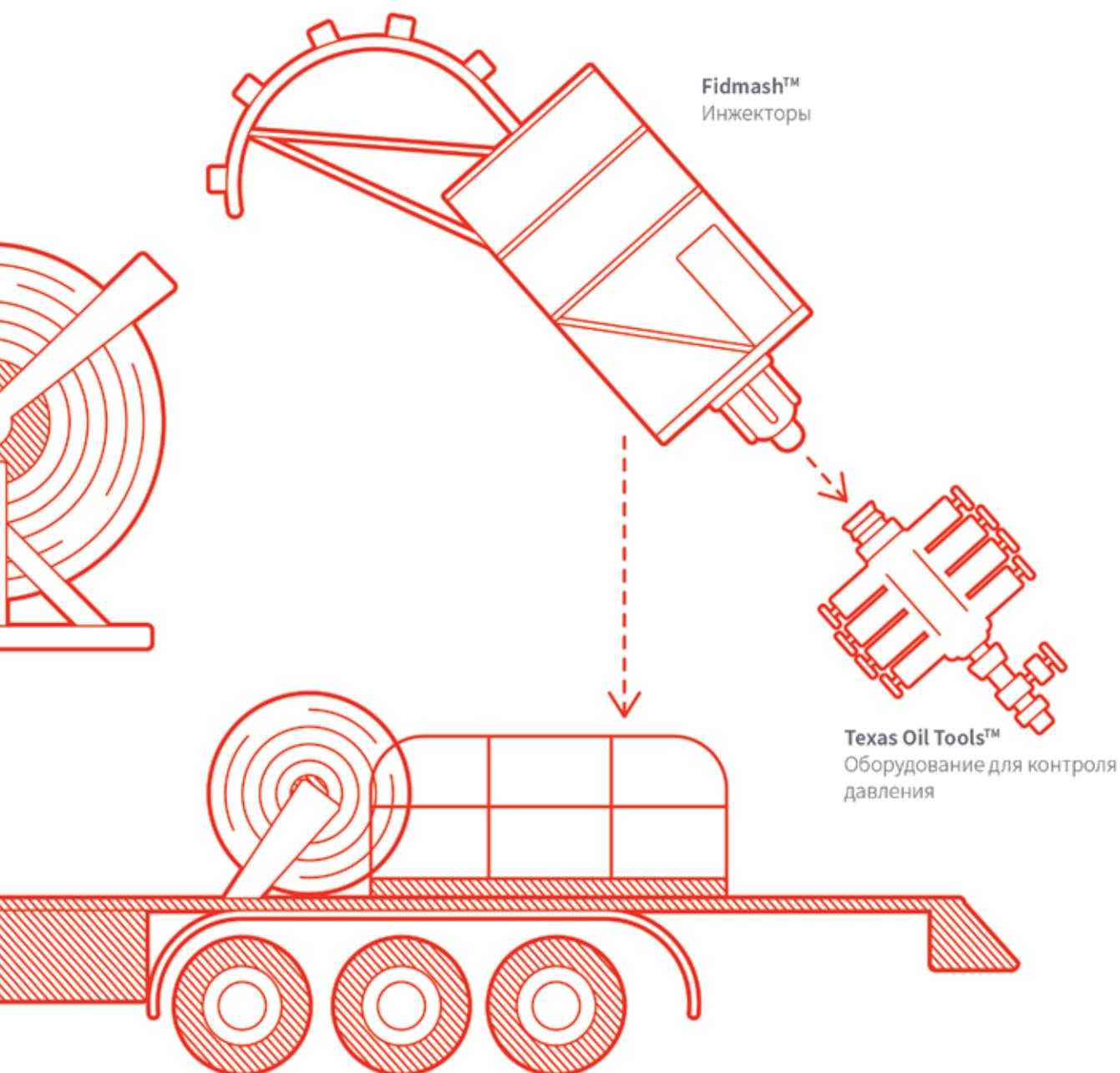
**Fidmash™**  
Колтюбинговая установка, смонтированная  
на автомобильном шасси



We're your single-source provider, offering you reliable products to help you succeed in your operations.

Visit us at [www.nov.com/coiledtubing](http://www.nov.com/coiledtubing)

# Ваш полный комплект кольтюбинговых решений.



Мы предоставляем все необходимое единым пакетом, предлагая надежную продукцию, которая поможет добиться успеха в вашей деятельности.

Подробнее на сайте [www.nov.com/coiledtubing](http://www.nov.com/coiledtubing)

**Респондентам были предложены следующие вопросы:**

1. В каком регионе (регионах) работает Ваша компания?
2. Какие работы с использованием гибкой трубы наиболее востребованы в регионе Ваших работ?
3. Какие виды ГРП используются в регионе работ Вашей компании?
4. Какие технологии находятся в тренде современного нефтегазового сервиса?
5. Что Вы считаете главным достижением Вашей компании в области прогрессивных технологий нефтегазового сервиса?
6. Какие факторы способствуют, а какие – препятствуют более широкому распространению прогрессивных технологий нефтегазового сервиса?
7. Нехватка каких видов оборудования для нефтегазового сервиса особенно ощутима на российском рынке?
8. Развитие каких технологий имеет наилучшие перспективы в ближайшем (5–10 лет) будущем?

**The following questions were asked:**

1. In which region (regions) does your company operate?
2. What coiled tubing operations are the most in-demand in the region of your operation?
3. What types of fracturing are used in the region of your company's operations?
4. What technologies are on trend of modern oil and gas service?
5. What do you consider the main achievement of your company in the field of advanced technologies of oil and gas service?
6. Which factors contribute, and which – hinder the wider spread of advanced technologies of oil and gas service?
7. Lack of what types of equipment for oil and gas service is particularly noticeable in the Russian market?
8. Development of which technologies has the best prospects in the nearest (5–10 years) future?

**Симаков Сергей Михайлович, главный специалист ДБ и ВСР, ГНП-НТЦ**

1. Сибирский регион, Западно-Сибирский регион, Уральский регион, Ирак.
2. ПГИ, ГИС, ОРЗ, фрезерование, работы с компоновками МГРП.
3. Проппантные, кислотные.
4. МГРП с ГНКТ, бурение с ГНКТ.
5. 30-стадийный МГРП (Mongoose Technology), SpotFrac, Refrac на скважинах действующего фонда с технологией Mongoose, 20-стадийный МГРП (Premium Port Technology).
6. Стоимость новых технологий препятствует, тиражирование технологий способствует.
7. –
8. ГНКТ для МГРП; бурение с ГНКТ; повторные ГРП с различными технологиями.

**Сахаров Дмитрий Викторович, начальник отдела ремонта скважин, ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь»**

1. Пермский край.
2. Вымыв проппанта, разбуривание муфт МГРП, ОПЗ.
3. Проппантный, кислотный, МГРП, комбинированный: проппант + кислота .

**Simakov Sergey Mikhailovich, Chief Specialist of DB and HRV, GNP-NTC**

1. Siberian region, West Siberian region, Ural region, Iraq.
2. Logging, dual injection operation, milling, operations with multistage fracturing assemblies.
3. Proppant, acid.
4. Multistage fracturing with coiled tubing, coiled tubing drilling.
5. 30-stages fracturing (Mongoose Technology), SpotFrac, Refrac in producing wells with Mongoose technology, 20-stages fracturing (Premium Port Technology).
6. The cost of new technologies hinders, the replication of technologies contributes.
7. –
8. Multistage fracturing with coiled tubing, coiled tubing drilling, refracturing, different fracturing technologies.

**Sakharov Dmitry Viktorovich, Head of Workover Department, LUKOIL-Perm LLC**

1. Perm region
2. Proppant cleanout, sleeves milling, multistage fracturing, bottomhole zone treatment.
3. Proppant, acid, multistage fracturing, combined:

# COILED TUBING TIMES QUESTIONNAIRE

4. ГРП, ЗБС, ОПЗ.
5. Бурение многоствольных скважин, МГРП.
6. Способствует рост цены на нефть, препятствуют санкции.
7. –
8. Различные виды ГРП, бурение упрощенных конструкций скважин.

**Ерченко Виктор Михайлович,  
исполнительный директор, ТОП ТУЛЗ РУС**

1. Западная Сибирь.
2. Фрезерование портов МГРП, перфорация, промывки.
3. Традиционные, многостадийные.
4. –
5. Единственная компания в России и СНГ, которая успешно произвела 9 работ по технологии Plug&Perf, три успешных работы MLT в многоствольных скважинах.
6. Препятствует нестабильная финансовая ситуация рынка, длинные сроки платежей (90–120 дней) замедляют развитие компаний.
7. –
8. Refrac, Plug&Perf, MLT.

**Сабитов Тимур Ринатович , менеджер  
по продажам, Tenaris Coiled Tubes**

1. Завод в Хьюстоне.
2. Milling after Plug&Perf .
3. Plug&Perf.
4. Высокопрочные надежные ГТ.
5. Blue Coil® Technology.
6. Препятствует бюрократия.
7. Надежного.
8. Технологий ГРП, ГНКТ.

**Лобов Михаил Александрович,  
руководитель по реализации сервисных  
услуг, «Шлюмберже»**

1. Вся Российская Федерация и ближнее зарубежье.
2. Промывки, фрезерование, активация портов, ГПП, ПВР, СКО.
3. Любые.
4. МГРП с технологией Premium Port.
5. Компания «Шлюмберже» – локомотив новых технологий. Все достижения невозможно перечислить.
6. –
7. –
8. –

**Бондаренко Олег Николаевич, инженер  
по ГНКТ, ООО «ЕВС»**

1. Западная Сибирь.
2. Промывки, фрезерование, ГИС, МГРП.
3. Стандартные ГРП, МГРП, высокорасходные

proppant + acid.

4. Fracturing, sidetrack drilling, bottomhole zone treatment.
5. Drilling of multilateral wells, multistage fracturing.
6. Increase in the oil price contributes, sanctions hinder.
7. –
8. Various types of fracturing, drilling of simplified well designs.

**Yerchenko Viktor Mikhailovich, Executive  
Director at TOP TOOLS RUS**

1. Western Siberia.
2. Multistage fracturing ports milling, perforation, cleanout.
3. Conventional, multi-stage.
4. –
5. The only company in Russia and the CIS that has successfully completed 9 operations with Plug & Perf technology, three successful MLT operations in multilateral wells.
6. Unstable financial situation of the market hinders, long payment periods (90 - 120 days) slow down the development of companies.
7. –
8. Refrac, Plug&Perf, MLT.

**Sabitov Timur Rinatovich, Sales Manager,  
Tenaris Coiled Tubes**

1. Manufactory plant in Houston.
2. Milling after Plug&Perf.
3. Plug&Perf.
4. High-strength reliable CT.
5. Blue Coil® Technology.
6. Bureaucracy hinders.
7. Lack of reliable equipment.
8. Fracturing and coiled tubing technologies.

**Lobov Mikhail Aleksandrovich, Head  
of Service Implementation, Schlumberger**

1. All location in Russian Federation and the near abroad.
2. Cleanouts, milling, port actuation, sand-jet perforation, explosive perforation, acid treatment.
3. Any type.
4. Multistage fracturing with Premium Port technology.
5. Schlumberger is the driver of new technologies. All achievements cannot be listed.
6. –
7. –
8. –

**Bondarenko Oleg Nikolaevich, CT Engineer,  
EWS LLC**

1. West Siberia
2. Cleanout, milling, logging, multistage fracturing.

- ГРП.
4. Mongoose, SpotFrac, Refrac.
  5. Mongoose, SpotFrac, Refrac.
  6. Препятствует цена возможной ошибки при реализации проектов.
  7. Это очень сложный вопрос, он индивидуален для каждой технологии.
  8. Refrac, SpotFrac.

**Бабушок Виктор Васильевич, главный инженер ООО «Бустерлифт», ХМАО-Югра**

1. ХМАО, ЯНАО.
2. Фрезерование, промывка и освоение, ГПП.
3. Азотно-пенные ГРП.
4. Mongoose, Monobore.
5. В процессе.
6. Препятствует слабое финансирование.
7. Отечественных аналогов внутрискважинного оборудования для работы с ГНКТ.
8. ГНКТ.

**Пустовалов Михаил Михайлович, инженер по заканчиванию скважин, ООО «ОЙЛ ЭНЕРДЖИ»**

1. Российская Федерация.
2. –
3. Проппантный.
4. Равнопроходные муфты ГРП; растворимые материалы.
5. Разработка и производство специальных добавок для цемента, ГРП, оборудование заканчивания.
6. Способствует сокращение легкодобываемых запасов. Препятствует монополизация добычи нефти государственными компаниями.
7. Насосов ГРП; локального оборудования заканчивания МГРП.
8. Равнопроходные муфты МГРП; трассеры.

**Стародубцева Ксения Александровна, инженер ГНКТ, «Шлюмберже»**

1. ХМАО, ЯНАО, Астраханская область.
2. Промывки, ГПП, фрезерование, открытие/закрытие портов.
3. Проппантные, азотные, кислотные, повторные ГРП,
4. Открытие/закрытие портов по затрубю.
5. Всё!
6. Препятствует высокая стоимость работ.
7. –
8. Бурение с ГНКТ.

3. Conventional fracturing, multistage fracturing, high-volume fracturing.
4. Mongoose, SpotFrac, Refrac.
5. Mongoose, SpotFrac, Refrac.
6. The price of a possible error in the implementation of projects hinders.
7. This is a very complex issue; it is unique for each technology.
8. Refrac, SpotFrac.

**Babushok Victor Vasilievich, chief engineer at Busterlift LLC, KHMAO-Ugra**

1. Khanty-Mansi and Yamalo-Nenetskiy Autonomous Districts.
2. Milling, cleanout and kick-off, sand-jet perforation.
3. Nitrogen-foam fracturing.
4. «Mongoose», Monobore.
5. We are working on it.
6. Poor financing hinders.
7. There is a lack of domestic analogues of downhole equipment for coiled tubing operations.
8. CT.

**Pustovalov Mikhail Mikhailovich, Completion Engineer, OIL ENERGY LLC**

1. Russian Federation
2. –
3. Proppant
4. Flush fracturing sleeves, soluble materials.
5. Development and manufacture of special additives for cementing, hydraulic fracturing, completion equipment.
6. Reduction of easy-to-recover reserves contributes. Monopoly for oil production by state-owned companies hinders.
7. Lack of pumps for hydraulic fracturing and local completion equipment for multistage fracturing.
8. Flush fracturing sleeves, tracers.

**Starodubtseva Ksenia Aleksandrovna, coiled tubing engineer, Schlumberger**

1. Khanty-Mansi and Yamalo-Nenetskiy Autonomous Districts, Astrakhan region.
2. Cleanout, sand-jet perforation, milling, opening/closing frac ports.
3. Proppant, nitrogen, acid, refracturing.
4. Opening/closing frac ports through annulus.
5. Everything!
6. High cost of operation hinders.
7. –
8. Coiled tubing drilling.



Дорогие друзья!

**Coiled tubing**  
ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА  
ВРЕМЯ ГРП *limes*

Журнал «Время колтюбинга. Время ГРП» просит Вас ответить на несколько вопросов

1. Ф.И.О. \_\_\_\_\_
2. Компания/Организация \_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_
3. Должность \_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_
4. В каком регионе (-ах) работает Ваша компания? \_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_
5. Какие работы с использованием гибкой трубы наиболее востребованы в регионе Ваших работ? \_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_
6. Какие виды ГРП используются в регионе работ Вашей компании? \_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_
7. Какие технологии находятся в тренде современного нефтегазового сервиса? \_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_
8. Что Вы считаете главным достижением Вашей компании в области прогрессивных технологий нефтегазового сервиса? \_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_





9. Какие факторы способствуют, а какие – препятствуют более широкому распространению прогрессивных технологий нефтегазового сервиса? \_\_\_\_\_

---

---

---

---

10. Нехватка каких видов оборудования для нефтегазового сервиса особенно ощутима на российском рынке? \_\_\_\_\_

---

---

---

---

11. Развитие каких технологий имеет наилучшие перспективы в ближайшем (5–10 лет) будущем? \_\_\_\_\_

---

---

---

---

12. Хотели бы Вы получать регулярную рассылку с сайта [www.cttimes.org](http://www.cttimes.org)? \_\_\_\_\_

---

13. Если Вы ответили положительно на предыдущий вопрос, то укажите, пожалуйста, свой электронный адрес.

---

---

*Дорогие читатели! Ваше участие в опросе поможет журналу «Время колтюбинга» стать более интересным и полезным. Вырежьте, пожалуйста, анкету, заполните ее, отсканируйте и пришлите по адресу [cttimes@cttimes.org](mailto:cttimes@cttimes.org) или [halina.bulyka@cttimes.org](mailto:halina.bulyka@cttimes.org)*

**Спасибо, что нашли время для ответа на наши вопросы!**



# СПЕЦИАЛЬНАЯ ТЕХНИКА ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОГО СЕРВИСА

реклама

▲ НАДЁЖНОСТЬ ▲ ВЫНОСЛИВОСТЬ ▲ МОЩНОСТЬ



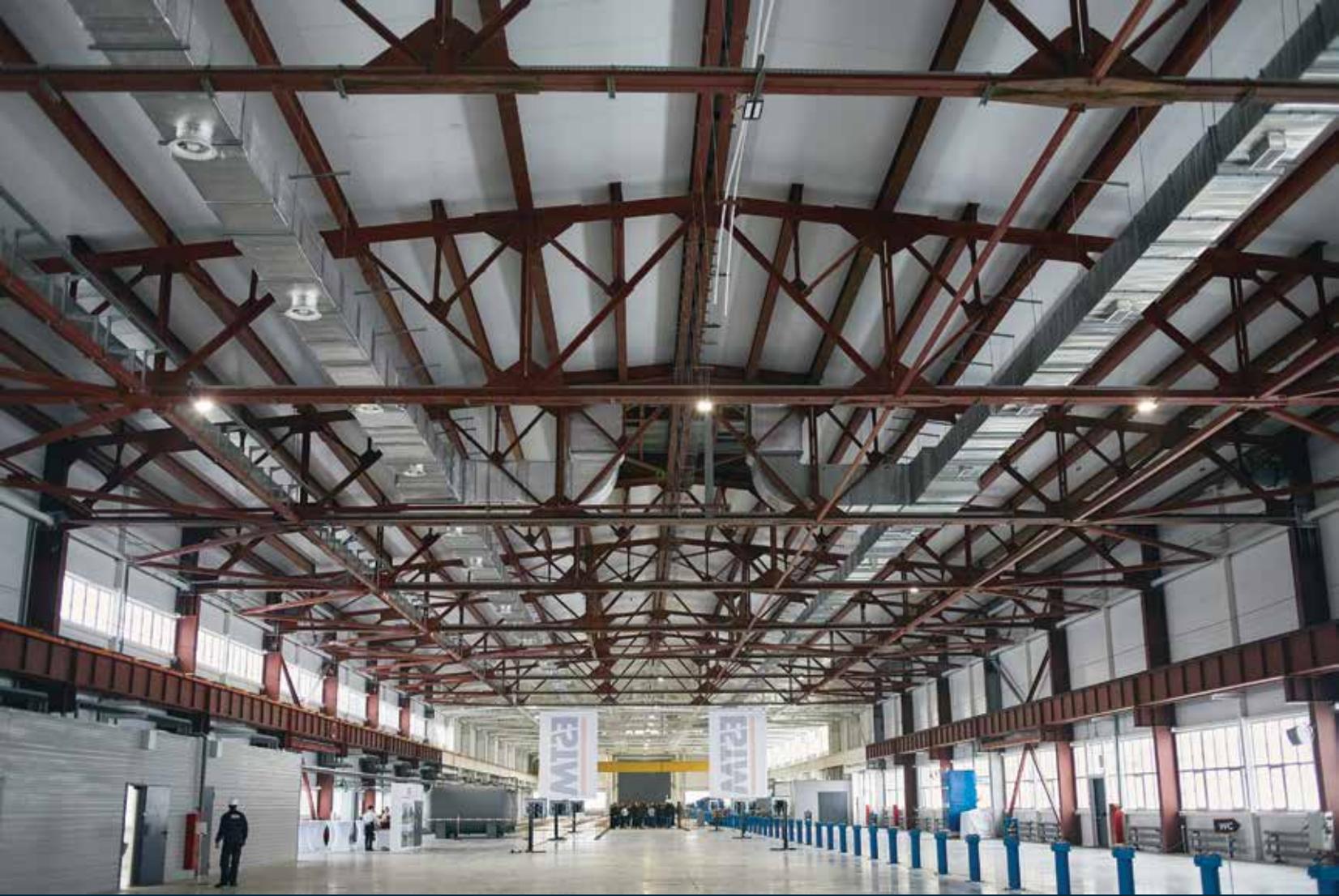
**ОАО РИАТ**

запросить спецпредложение ▶

[ksm@riat.ru](mailto:ksm@riat.ru)

**RIATAUTO.RU**

+7 (8552) 30-51-03



# СОБЫТИЕ EVENT

Торжественное открытие  
нового предприятия компании  
«Энгельсспецтрубмаш» (ESTM),  
которое будет выпускать ГНКТ.

The Grand Opening of the new company  
ESTM LLC, to manufacture Coiled Tubing.



# СОБЫТИЕ EVENT

Торжественное открытие  
нового предприятия компании  
«Энгельсспецтрубмаш» (ESTM),  
которое будет выпускать ГНКТ.

The Grand Opening of the new company  
ESTM LLC, to manufacture Coiled Tubing.







Society of Petroleum Engineers

# РОССИЙСКАЯ НЕФТЕГАЗОВАЯ ТЕХНИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ SPE

## ПОДАЙТЕ РЕФЕРАТ ДО 16 МАРТА 2018



ЗОЛОТЫЕ СПОНСОРЫ

**Schlumberger**

**HALLIBURTON**



СПОНСОР МОБИЛЬНОГО ПРИЛОЖЕНИЯ



МОСКВА, РОССИЯ | 15-17 ОКТЯБРЯ 2018



Медиаплан распространения журнала «Время колтюбинга. Время ГРП» на отраслевых мероприятиях в 2018 году

ВК № 1/63, март-2018

Мероприятие	Дата проведения	Город, страна	Организатор	Сайт мероприятия
Методы борьбы со скважинными осложнениями	14–15.03.2018	Ижевск, Россия	ООО «КОНФЕРЕНЦ-НЕФТЬ»	<a href="http://www.konferenc-neft.ru/mart-2018g-metody-borby-so-skvazhinnyimi-oslozhneniyami">http://www.konferenc-neft.ru/mart-2018g-metody-borby-so-skvazhinnyimi-oslozhneniyami</a>
Круглый стол «Зарезка боковых стволов '2018 (ЗБС '2018): от зарезки до заканчивания»	20–21.03.2018	Пермь, Россия	«Инженерная практика»	<a href="http://glavteh.ru/conference/%D0%B7%D0%B1%D1%81-2018/">http://glavteh.ru/conference/%D0%B7%D0%B1%D1%81-2018/</a>
XV специализированная выставка «Нефть. Газ. Энерго 2018»	28–30.03.2018	Оренбург, Россия	ООО «УралЭкспо»	<a href="http://www.uralexpo.ru">www.uralexpo.ru</a>
SPE/ICoTA Coiled Tubing and Well Intervention Conference and Exhibition	27–28.03.2018	Houston, Texas, USA	SPE	<a href="http://www.spe.org/events/en/2018/conference/18ctwi/home.html">http://www.spe.org/events/en/2018/conference/18ctwi/home.html</a>
12-я Межрегиональная специализированная выставка «Газ. Нефть. Новые технологии – Крайнему Северу»	28–29.03.2018	Новый Уренгой, Россия	ООО «ВК СиБЭкспо-Сервис», ДЦ «ЯМАЛ»	<a href="http://www.ses.net.ru/index.php/calendar/376-gaz-neft-novye-tehnologii-2018">http://www.ses.net.ru/index.php/calendar/376-gaz-neft-novye-tehnologii-2018</a>
Курс технического обмена «Работа супервайзера при бурении и капитальном ремонте скважины. Обязанности, ответственность и организация работ»	8–14.04.2018	Калгари, Канада	Capital Business Events Ltd	<a href="http://www.capitalbe.co.uk/programmes/drilling-and-workover-supervisors-duties-responsibilities-and-operations-management-2.html?lang=ru">http://www.capitalbe.co.uk/programmes/drilling-and-workover-supervisors-duties-responsibilities-and-operations-management-2.html?lang=ru</a>
8-я Международная геолого-геофизическая конференция и выставка «Санкт-Петербург 2018. Инновации в геонауках – время открытий»	9–12.04.2018	Санкт-Петербург, Россия	EAGE	<a href="http://eage.ru/ru/conferences/detail.php?id=130">http://eage.ru/ru/conferences/detail.php?id=130</a>
GLOBAL OIL&GAS ATYRAU 2017 – Северо-Каспийская региональная нефтегазовая выставка и конференция	10–12.04.2018	Атырау, Казахстан	ITECA	<a href="http://oil-gas.kz/ru/vystavka/o-vystavke">http://oil-gas.kz/ru/vystavka/o-vystavke</a>
Современные методы, технологии увеличения добычи и нефтеотдачи пластов	10–14.04.2018	Абердин, Шотландия	Capital Business Events	<a href="http://www.capitalbe.co.uk/programmes/modern-methods-of-enhanced-oil-recovery-problems-solutions-and-perspectives.html?lang=ru">http://www.capitalbe.co.uk/programmes/modern-methods-of-enhanced-oil-recovery-problems-solutions-and-perspectives.html?lang=ru</a>
VI Международная конференция «Нефтехимия России и СНГ»	12–13.04.2018	Москва, Россия	Global Business Club Ltd	<a href="http://www.globuc.com/ru/cispetrochemicals/">http://www.globuc.com/ru/cispetrochemicals/</a>
VI RDCR 2018. Круглый стол российских буровых подрядчиков	12.04.2018	Москва, Россия	Rogtec Magazine	<a href="http://www.russiandrillingcontractorsroundtable.com/ru/">http://www.russiandrillingcontractorsroundtable.com/ru/</a>
Нефтегаз-2018	16–19.04.2018	Москва, Россия, Экспоцентр на Красной Пресне	АО «Экспоцентр»	<a href="http://www.neftegaz-expo.ru/">http://www.neftegaz-expo.ru/</a>
Национальный нефтегазовый форум	17–18.04.2018	Москва, Россия	ЭКСПОЦЕНТР (ЦВК)	<a href="http://oilandgasforum.ru/">http://oilandgasforum.ru/</a>
14-я научно-практическая конференция и выставка «Инженерная и рудная геофизика – 2018»	23–27.04.2018	Алма-Аты, Казахстан	EAGE	<a href="http://eage.ru/ru/conferences/detail.php?id=123">http://eage.ru/ru/conferences/detail.php?id=123</a>
Международная научно-практическая конференция «Современные технологии капитального ремонта скважин и повышения нефтеотдачи пластов. Перспективы развития»	21–26.05.2018	Сочи, Россия	НПФ «НИТПО»	<a href="http://oilgasconference.ru/conference/#sovremennye-tehnologii-kapitalnogo-remonta-skvazhin-i-povysheniya-nefteotdachi-plastov-perspektivy-2017/">http://oilgasconference.ru/conference/#sovremennye-tehnologii-kapitalnogo-remonta-skvazhin-i-povysheniya-nefteotdachi-plastov-perspektivy-2017/</a>
Российский нефтегазохимический форум «Газ. Нефть. Технологии – 2018»	22–25.05.2018	Уфа, Россия	Башкирская выставочная компания	<a href="http://gntexpo.ru/">http://gntexpo.ru/</a>
Трубы. Россия 2018 – международная выставка трубной промышленности и трубопроводов	29.05–01.06.2018	Москва, Россия, Экспоцентр на Красной Пресне	ЭКСПОЦЕНТР (ЦВК)	<a href="https://expomap.ru/expo/truby-rossiya-2018/">https://expomap.ru/expo/truby-rossiya-2018/</a>
25-я Азербайджанская международная выставка и конференция «Нефть и Газ Каспия»/Caspian Oil & Gas 2018	29.05–01.06.2018	Баку, Азербайджан	ITE	<a href="http://www.caspianoilgas.az/">http://www.caspianoilgas.az/</a>
Нефть. Газ. Геология. Нефтехимия. Экология. ТЭК – 2018	30–31.05.2018	Томск, Россия	ТМДЦ «Технопарк»	<a href="http://www.exponet.ru/exhibitions/by-id/oilgazto/oilgazto2018/index.ru.html">http://www.exponet.ru/exhibitions/by-id/oilgazto/oilgazto2018/index.ru.html</a>
Семинар-конференция «Инновационные решения в области КРС, ПНП, ГНКТ, внутрискважинные работы и супервайзинг в горизонтальных и разветвленных скважинах»	04–08.06.2018	Ялта, Россия	ООО НПФ «ИнТех-Сервис»	<a href="http://togc.info/seminary/?ELEMENT_ID=1084">http://togc.info/seminary/?ELEMENT_ID=1084</a>
VI ежегодный форум и выставка «Ямал Нефтегаз»	07–08.06.2018	Салехард, Россия	Vostok Capital	<a href="https://www.yamaloilandgas.com/">https://www.yamaloilandgas.com/</a>
Ремонтно-изоляционные работы. Интенсификация притока. Современные технологии и решения	17–23.06.2018	Абердин, Шотландия	Capital Business Events	<a href="http://www.capitalbe.co.uk/programmes/remedial-cementing-production-stimulation.html?lang=ru">http://www.capitalbe.co.uk/programmes/remedial-cementing-production-stimulation.html?lang=ru</a>
Восточный нефтегазовый форум. Реализация новых проектов Восточной Сибири и Дальнего Востока	04–05.07.2018	Владивосток, Россия	Vostok Capital	<a href="http://www.eastrussiaoilandgas.com/">http://www.eastrussiaoilandgas.com/</a>

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. х 4 вып.): 13 200 руб.  
(включая НДС 10%) + стоимость доставки.

Для оформления подписки через редакцию  
отправляйте запрос по адресу:  
[cttimes@cttimes.org](mailto: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](mailto:cttimes@cttimes.org)

Year subscription price for PDF-version: 80\$.



Почетный редактор – **Рон Кларк** ([rc@cttimes.org](mailto:rc@cttimes.org));  
главный редактор – **Галина Булыка** ([halina.bulyka@cttimes.org](mailto:halina.bulyka@cttimes.org));  
директор по стратегическому развитию проекта «Время колтюбинга» –  
**Артем Грибов** ([artem.gribov@cttimes.org](mailto:artem.gribov@cttimes.org));  
научный редактор – **Антон Федоренко**, канд. физ.-мат. наук;  
ответственный секретарь – **Наталья Михеева**;  
маркетинг и реклама – **Марина Куликовская** ([advert@cttimes.org](mailto:advert@cttimes.org));  
дизайн и компьютерная верстка – **Людмила Гончарова**;  
подписка и рассылка – [cttimes@cttimes.org](mailto:cttimes@cttimes.org).

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.

Honorary editor – **Ron Clarke** ([rc@cttimes.org](mailto:rc@cttimes.org));  
Editor-in-chief – **Halina Bulyka** ([halina.bulyka@cttimes.org](mailto:halina.bulyka@cttimes.org));  
Director of Strategic Development "Coiled Tubing Times" –  
**Artem Gribov** ([artem.gribov@cttimes.org](mailto:artem.gribov@cttimes.org));  
Scientific editor – **Anton Fedorenko**, Doctor of Phys.-Math.;  
Translators – **Gregory Fomichev, Svetlana Lysenko**; Executive editor –  
**Natallia Mikheyeva**; Marketing and advertising – **Marina Kulikovskaya**  
([advert@cttimes.org](mailto:advert@cttimes.org)); Design & computer making up – **Ludmila  
Goncharova**; Subscription & distribution – [cttimes@cttimes.org](mailto:cttimes@cttimes.org).

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.



- пакерное оборудование
- оборудование для ГНКТ
- оборудование для МГРП
- фрезерный инструмент
- устьевое и скважинное оборудование



**ПАКЕР**



**СЕРВИС**

Офис в Москве:  
+7 (495) 663-31-07  
Офис в Сургуте:  
+7 (3462) 556-322  
Офис в Ноябрьске:  
+7 (3496) 423-100  
[www.packer-service.ru](http://www.packer-service.ru)  
[info@packer-service.ru](mailto:info@packer-service.ru)

**Гидравлический разрыв пласта**  
Frac service

**Услуги с установками ГНКТ**  
Coiled tubing services

**Освоение скважин азотом**  
Well stimulation with nitrogen units

**Заканчивание скважин**  
Well completion

**Сервис, аренда и продажа пакеров**  
Packer providing service, rent & sale

**Ловильный сервис, аренда и продажа**  
Fishing service, rent & sale

**Супервайзинг**  
Supervizing



[packer-tools.ru](http://packer-tools.ru), [contact@packer-tools.ru](mailto:contact@packer-tools.ru)



# Югсон-Сервис

ПРОИЗВОДСТВЕННО-СЕРВИСНАЯ КОМПАНИЯ



## ПАКЕРНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

для ремонта / эксплуатации / освоения скважин