

# Coiled/tubing

ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА  
ВРЕМЯ ГРП *Times*

издается с 2002 года / has been published since 2002

2 (076), Июнь/June 2021

ДЕШЕВЫЕ БАРЕЛИ БУДУТ ВОСТРЕБОВАНЫ ПРИ ЛЮБОМ  
ЭНЕРГЕТИЧЕСКОМ ПЕРЕХОДЕ

CHEAP BARRELS WILL BE IN DEMAND IN ANY ENERGY TRANSITION

БОЛЬШЕОБЪЕМНЫЙ ГРП В ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЕ  
В АЧИМОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ ЯМБУРГСКОГО НГКМ

MASSIVE HYDRAULIC FRACTURING IN A HORIZONTAL WELL IN THE  
ACHIM OIL RESERVOIR IN YAMBURG FIELD

БУДУЩЕЕ ТЕХНОЛОГИИ ГРП В ОБЛАСТИ ОПЕРАЦИОННОЙ  
ЭФФЕКТИВНОСТИ, ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ И  
АВТОМАТИЗАЦИИ УПРАВЛЕНИЯ. КЛЮЧЕВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ  
СОЗДАНИЯ АВТОНОМНОЙ ПЛОЩАДКИ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ГРП

THE FUTURE OF OPERATIONAL EFFICIENCY, SAFETY CONTROLS AND  
ADMINISTRATIVE AUTOMATION ON A FRACTURING SITE. EVOLVING  
TO AN AUTONOMOUS FRAC SITE THROUGH ENABLING CRITICAL  
TECHNOLOGIES

ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ, ПРЕДСТАВЛЕННЫХ НА 21-Й  
МЕЖДУНАРОДНОЙ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКОЙ КОНФЕРЕНЦИИ  
«КОЛТЮБИНГОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ, ГРП, ВНУТРИСКВАЖИННЫЕ  
РАБОТЫ»

PROCEEDINGS OF THE 21<sup>st</sup> INTERNATIONAL SCIENTIFIC AND  
PRACTICAL COILED TUBING, HYDRAULIC FRACTURING AND WELL  
INTERVENTION CONFERENCE

КОМПАНИЯ «ВETERАН»: НАДЕЖНО, РАЗУМНО, С ГАРАНТИЕЙ!

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



76



# ESTM

Производство гибких  
насосно-компрессорных труб  
в России в соответствии с  
требованиями API Q1 и API 5ST



С каждым днём нам доверяют  
всё больше профессионалов  
в России и мире

[office@estm-tula.com](mailto:office@estm-tula.com)  
[www.estm-tula.com](http://www.estm-tula.com)



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

**The 22<sup>nd</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

**Ноябрь 2021 года,  
Россия, Москва, гостиница «Новотель»  
(Пресненская наб., 2, ст. м. «Деловой центр»,  
«Выставочная»)**

**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.).

**November, 2021,  
Russia, Moscow, Novotel Moscow City Hotel  
(Presnenskaya emb. 2, "Delovoy Tsentr"/  
"Vystavochnaya" metro station)**

**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)



**РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ**

**Ж. Атти**, вице-президент по международным продажам компании Global Tubing;  
**Р.М. Ахметшин**, заместитель директора ООО «ТиграС-РемСервис» – начальник предприятия «АктюбинскРемСервис»;  
**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 колтюбинговых технологий»;  
**Т. Грин**, старший сопредседатель Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA), специалист по нефтегазовому делу;  
**С.А. Заграничный**, генеральный директор ТОО "Temir Energy Central Asia";  
**Р. Кларк**, почетный редактор журнала;  
**А.Н. Коротченко**, директор ООО «ИнТех»;  
**Е.Б. Лапотентова**;  
**В.В. Лаптев**, к.т.н., первый вице-президент Евро-Азиатского геофизического общества;  
**А.М. Овсянкин**, первый заместитель генерального директора ООО «Пакер Сервис»;  
**М.А. Силин**, д.х.н., профессор, заведующий кафедрой «Технологии химических веществ для нефтяной и газовой промышленности» РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина;  
**С.М. Симаков**, руководитель направления внутрискважинных работ Управления интегрированных решений по внутрискважинным работам Блока проектно-функционального обеспечения активов ООО «Газпромнефть НТЦ»;  
**А.Я. Третьяк**, д.т.н., профессор, академик РАЕН, зав. кафедрой «Нефтегазовые техника и технологии» ЮРГТУ (НПИ);  
**А.В. Трифонов**, главный инженер проекта «Ямбург», ООО «Газпромнефть-Заполярье»;  
**Е.Н. Штахов**, к.т.н., зам. генерального директора ООО «НПП «РосТЭКтехнологии».

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 колтюбинга»

**ЖУРНАЛ ПОДГОТОВЛЕН К ВЫПУСКУ**

редакцией журнала «Время колтюбинга». Журналу предоставлено эксклюзивное право представлять материалы российского отделения Ассоциации специалистов по колтюбинговым 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 № ФС 77-55830 от 30.10.2013.

**EDITORIAL BOARD**

**J. Attie**, Vice President, International Sales, Global Tubing;  
**R. Akhmetshin**, Deputy Director of "TagraS-RemServis" – the Head of the Enterprise "AktubinskRemServis";  
**H. Bulyka**, Editor-in-Chief;  
**K. Burdin**, Doctor of Engineering, Coiled Tubing Geomarket Technical Engineer Schlumberger;  
**R. Clarke**, Honorary Editor;  
**T. Green**, Petroleum Engineering Specialist, ICoTA International Sr. Chair;  
**A. Korotchenko**, Director, InTech, LLC;  
**A. Lapatsentava**;  
**V. Laptev**, Doctor of Engineering, Vice President of Euroasian Geophysical Society;  
**A. Ovsiankin**, Deputy General Director, Packer Service LLC;  
**M. Silin**, Doctor of Chemistry, Professor, Head of the Department of Chemical Technologies for the Oil and Gas Industry, Gubkin Russian State University of Oil and Gas;  
**S. Simakov** Well Intervention Manager of the Integrated Solutions Department for HRV of the Design and Functional Support Unit for the assets, Gazmromneft NTC LLC;  
**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);  
**A. Trifonov**, Chief Engineer of the Yamburg project, Gazpromneft-Zapolyarye LLC;  
**D. Vorobiev**, Deputy Chief Operations Director at RUP Production Association Belarusneft;  
**B. Vydrick**, Director, Nonprofit Partnership "Coiled Tubing Technologies Development Center";  
**S. Zagranichny**, Director General, Temir Energy Central Asia LP.

Scientific consultants – **L. Magadova**, Doctor of Engineering, Deputy Director of Institute of Industrial Chemistry, Gubkin Russian State University of Oil and Gas; **I. Pirch**, Director of CJSC Novinka; **H.B. Luft**, Professor, Senior Technical Advisor of Trican Well Service; **K. Newman**, Technical Director of NOV CTES; **A. Kustyshev**, Doctor of Engineering, Professor.

**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 № ФС 77-55830 dated 30.10.2013.

## СЛОВО РЕДАКТОРА

Мир постепенно возвращается к нормальной жизни, несмотря на то что ковид все еще свирепствует в разных его частях. Радостным событием и свидетельством восстановления привычного общения стали 20-я международная выставка «Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса» – «Нефтегаз-2021» и Национальный нефтегазовый форум – 2021. В рамках стратегических сессий Форума обсуждались (в очном формате!) самые актуальные вопросы развития нефтегазовой отрасли в России и в мире. С некоторыми предположениями и выводами, сделанными экспертами, не всегда можно согласиться сразу, настолько они непривычны. Например, с тем, что по итогам инвентаризации нефтяных запасов России можно сделать вывод, что при ожидаемой долгосрочной цене нефти \$45–50 за баррель в России рентабельны только около половины запасов и что примерно 20% мировых запасов углеводородов никогда не будут востребованы. Если так, то каковы перспективы у высокотехнологичного нефтегазового сервиса, непосредственно направленного на добычу трудноизвлекаемых запасов? Нам нужно приспособливаться к новым быстроменяющимся реалиям, где важными ориентирами становятся декарбонизация, «зеленая сделка», климатическая повестка. Но лично я, как и российские эксперты, уверен, что дешевые баррели будут востребованы при любом энергетическом переходе.

Технические и технологические инновации способствуют снижению себестоимости добычи, но этот процесс невозможен без повышения компетенций специалистов. Понимая это, ICoTA-Россия при информационной поддержке научно-практического журнала «Время колтюбинга. Время ГРП» дала старт серии семинаров для специалистов российских нефтесервисных компаний, где будут обсуждаться темы, наиболее актуальные для инженерного сообщества. Планируется привлечь самых авторитетных преподавателей, представляющих компании – лидеры нефтегазового сервиса. Будем рады подобрать лектора для вашей компании по интересующей именно вас узкой тематике.

Именно высокие компетенции дали возможность специалистам компании «Газпромнефть-Заполярье» при освоении ачимовских нефтяных залежей Ямбургского НГКМ найти оптимальные технологии и реализовать 18-стадийный большеобъемный ГРП в условиях высокой забойной температуры и АВПД в скважине, имеющей длину по стволу 6500 м, где длина спущенного в горизонтальный участок ствола хвостовика составляла 2714,3 м. Хорошая работа!

В рубрике «Технологии» вы сможете ознакомиться с отдельными тезисами 21-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы», состоявшейся минувшей осенью в Москве в двух форматах: оф- и онлайн. Пользуясь случаем, приглашаю вас, коллеги, на следующую, 22-ю встречу. Надеюсь, что к осени пандемия еще больше ослабнет и не сможет помешать нам обмениваться идеями, которые, как птицы, не боятся, преодолевая препятствия, перелетать с континента на континент.

*Рон Кларк*



## EDITORIAL

The world is gradually resuming a normal existence in spite of COVID being still rife around the globe. The 20<sup>th</sup> International Exhibition for Equipment and Technologies for Oil and Gas Industries, Neftegaz 2021, and the National Oil and Gas Forum 2021 have become the highlights evidencing the renewal of traditional interaction. The high-profile issues of the development of oil and gas industry in Russia and worldwide were on the agenda of the Forum workshops (with in-person meetings!). Some of the ideas and conclusions put forward by experts sound so novel that they are not always easy to accept. For example, according to the conclusion based on the inventory of oil reserves and the expected long-term oil price of \$45 to \$50 per barrel, only about half of the Russian reserves allow commercial production and approximately 20 per cent of the world hydrocarbon reserves will never be required. If this is the case, what are the prospects of the high-technology oil and gas service directly relevant to the production of hard-to-recover reserves? We need to adjust to new fast-paced realities, with decarbonization, green deals and climate agenda being brought into focus. But, together with Russian experts, I am sure that cheap barrels will be in demand whatever energy transition we choose.

Technology innovations contribute to lower production costs but the process is impossible without the development of professional competence. For this reason, ICoTA-Russia, with information support provided by the *Coiled Tubing Times* research and practice journal, has launched a series of workshops for the experts of Russian oil service companies to discuss the issues most relevant for the engineering community. The biggest names representing the leading companies of the oil and gas service sector are expected to be engaged as instructors. We will be happy to find an instructor who could provide training in the narrow areas of expertise which are of specific interest to your company.

It is the high level of competence which enabled the experts from Gazpromneft-Zapolyarye developing the Achim oil reservoirs at the Yamburg oil and gas condensate field to choose the best available technologies and perform 18-stage massive hydraulic fracturing at high bottomhole pressure and temperature in a horizontal well with the measured depth of 6500 m and the length of the liner that was run in the horizontal wellbore of 2,714.3 m. Well done!

In the Technologies column you may find certain abstracts from the 21<sup>st</sup> International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference held last autumn in Moscow in two formats, online and offline. Let me take the occasion to invite you, my dear colleagues, to the 22<sup>nd</sup> meeting. Hopefully, the pandemic will be further contained by autumn and will not prevent us from exchanging our ideas which fly from continent to continent like birds having no fear of obstacles.

*Ron Clarke*

## ПЕРСПЕКТИВЫ

- 6** Навстречу 22-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы»
- 8** Дешевые баррели будут востребованы при любом энергетическом переходе  
(По материалам Национального нефтегазового форума – 2021)

## ТЕХНОЛОГИИ

- 20** **А.В. Трифионов, С.С. Девятьяров, Д.С. Леонтьев, В.В. Волков, Е.Н. Козлов, Р.Р. Гайнетдинов, Э.Ф. Сайфутдинов, А.А. Корепанов, А.А. Бастраков, Д.С. Пономарев**  
Опыт проведения большеобъемного гидравлического разрыва пласта в скважине с горизонтальным окончанием в ачимовских отложениях Ямбургского НГКМ

- 26** **Чад Ван Бускерк**  
Будущее технологии ГРП в области операционной эффективности, промышленной безопасности и автоматизации управления. Ключевые технологии для создания автономной площадки для проведения ГРП

- 36** Тезисы докладов, представленных на 21-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы»

## ПРАКТИКА

- 62** ООО «Ветеран»: ...надежно, разумно, с гарантией!
- 64** **Абдулла Субаии, Мултаз Р. Аль Губайни, Яссер Шавли, Рустем Сунагатов, Даниш Ахмед, Моххамед Арифин, Валентин Почетный, Моххамед Сантали**  
Успешное извлечение впервые установленной лифтовой колонны – анализ работы на Ближнем Востоке

## НЕФТЕПРОМЫСЛОВАЯ ХИМИЯ

- 76** Инновации в области тампонажных составов

## КОНФЕРЕНЦИИ И ВЫСТАВКИ

- 86** Итоги международной выставки «Нефтегаз-2021»

## ВЕКТОР РАЗВИТИЯ

- 88** Сила морского ветра



## PROSPECTS

**6** Towards the 22<sup>nd</sup> International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference

**8** Cheap Barrels Will Be in Demand in Any Energy Transition  
(Based on the materials of the National Oil and Gas Forum – 2021)

## TECHNOLOGIES

**20** **A.V. Trifonov, S.S. Ninearov, D.S. Leontiev, V.V. Volkov, E.N. Kozlov, R.R. Gaynetdinov, E.F. Saifutdinov, A.A. Korepanov, A.A. Bastrakov, D.S. Ponomarev**  
Case Study: Massive Hydraulic Fracturing in a Horizontal Well in the Achim Oil Reservoirs at the Yamburg Oil and Gas Condensate Field

**26** **Chad Van Buskirk**  
The Future of Operational Efficiency, Safety Controls and Administrative Automation on a Fracturing Site – Evolving to an Autonomous Frac Site Through Enabling Critical Technologies

**36** Proceedings of the 21<sup>st</sup> International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference

## PRACTICE

**64** **Abdullah Subaii, Mutaz R. Al Ghubayni, Yasser Shawli, Rustem Sunagatov, Danish Ahmed, Mohammad Arifin, Valentin Pochetnyy, Mohammed Santali**  
Successful Retrieval of First Installed Velocity String – A Case Study from Middle East



## 22-я Международная научно-практическая конференция «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы» The 22<sup>nd</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

### Конференция состоится в ноябре 2021 года в Москве

**Организаторы:** российское отделение Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA-Россия), научно-практический журнал «Время колтюбинга. Время ГРП».

**Официальная поддержка:** Министерство энергетики Российской Федерации.

**Площадка проведения:** г. Москва, гостиница «Новотель» (Пресненская наб., 2, ст. м. «Деловой центр», «Выставочная»).

**Структура мероприятия:** запланированы **шесть** технических секций.

Их 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 тч. матричные БСКО);
- Радиальное вскрытие пластов;
- Современные методы геофизического исследования скважин, в тч. 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.)

### Торжественный прием.

**Выставка.** Будут представлены продукция и/или технологии компаний-участниц.

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

Международная научно-практическая конференция «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы» проводится ежегодно. Это старейший в

### The conference will be held on November 2021 in Moscow

**Organizers:** the Russian Chapter of the Intervention & Coiled Tubing Association (ICoTA-Russia), Scientific and Practical Coiled Tubing Times Journal.

**Supported by** the Ministry of Energy of the Russian Federation.

**Venue:** Novotel Moscow City Hotel (Presnenskaya emb. 2, “Delovoy Tsentr” / “Vystavochnaya” metro station).

**Structure of the event:** six technical sessions are planned for November.

Topics of the sessions:

- 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.).

### Welcome Reception.

**Exhibition.** Products and/or technologies of the participating companies will be presented there.

Working languages are either Russian or English. Simultaneous interpretation will be provided.

The International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference is held on an annual basis. It is the Russian longest-standing professional forum for oil and gas

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

**The 22<sup>nd</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

России профессиональный форум для специалистов нефтегазового сервиса, заказчиков высокотехнологичных нефтесервисных услуг и производителей соответствующего оборудования.

Делегатами конференции неизменно являются представители таких известных российских и международных компаний, как «Роснефть», «Газпром», «Газпром нефть», «ЛУКОЙЛ», «Шлюмберже», Weatherford, Halliburton, «Татнефть», «Башнефть», ООО «Интегра – Сервисы», «ЕВС», «БВТ-Восток», Eriell Group, «Белоруснефть», «Пакер Сервис», Westor Overseas Holding, «ФракДжет-Волга», «Урал-Дизайн-ПНП», «Ветеран», «ФИДМАШ», Группа ФИД, Serva Group, Welltec, RGM, Jereh Group, Боровичский комбинат огнеупоров и др.

Программа технических секций традиционно фокусируется на самых передовых технологиях. Вы можете убедиться в этом, ознакомившись с историей конференции по адресу [www.cttimes.org/conf/](http://www.cttimes.org/conf/)

На 22-й конференции будут предоставлены все условия для продуктивного как формального, так и неформального кулуарного общения специалистов в процессе кофе-брейков, фуршета и торжественного приема. Вы сможете обсудить актуальные проблемы с коллегами из ведущих компаний, побеседовать с англоязычными участниками конференции с помощью квалифицированных переводчиков.

Вы не только получите исчерпывающую информацию о самых свежих технических и технологических инновациях мирового и российского нефтегазового сервисного рынка, но и встретите новых друзей.

Зарегистрироваться в качестве участника конференции Вы можете по адресу: [www.cttimes.org/conf/confreg/](http://www.cttimes.org/conf/confreg/)

Информация о спонсорских возможностях высылается по запросу.

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)

Ждем вас, дорогие коллеги, в нашем неформальном клубе!  
*Оргкомитет*

services specialists, purchasers of high-tech oilfield services and manufacturers of oilfield equipment.

The conference is attended by the representatives of such well-known Russian and International companies as Rosneft, Gazprom, Gazprom-neft, LUKOIL, Schlumberger, Weatherford, Halliburton, Tatneft, Bashneft, Integra-Services LLC, EWS, BVT-Vostok, Eriell Group, Belorusneft, Packer-Service, Westor Overseas Holding, Frac-Jet Volga, Ural-Design- PNP, Veteran, NOV Fidmash, FID Group, Serva Group, Welltec, RGM, Jereh Group, Borovichskiy Refractory Materials Factory, etc.

Technical sessions program is traditionally focused on the most advanced technologies. You can get detailed information about the history of the conference at [www.cttimes.org/conf/](http://www.cttimes.org/conf/)

At the 22<sup>nd</sup> conference you will have a possibility to communicate with colleagues both in formal and informal surroundings (during coffee breaks, standing buffet or evening party). You will be able to discuss timely topics and problems with the specialists of the presented leading oil and gas companies. Our interpreters are always ready to help with linguistic barrier breaking.

You will not only gain comprehensive information about the most up-to-date technical innovations of the global and Russian oilfield service markets, but also will be able to make new friends.

You can sign up to the conference by filling the online application form at [www.cttimes.org/conf/confreg/](http://www.cttimes.org/conf/confreg/)

Information about Sponsorship Packages is available upon request.

E-mail: [cttimes@cttimes.org](mailto:cttimes@cttimes.org)  
Tel. +7 (495) 481-34-97 (ext. 102)  
Mobile: +7 (968) 356-34-45  
Fax: +7 (499) 788-91-19  
[www.cttimes.org/en/](http://www.cttimes.org/en/)

We look forward to meeting you!  
*Organizing Committee*

# Дешевые баррели будут востребованы при любом энергетическом переходе

## Cheap Barrels Will Be in Demand in Any Energy Transition

*Стратегические сессии Национального нефтегазового форума – 2021  
Strategic sessions of the National Oil and Gas Forum – 2021*

С 27 по 28 апреля в Москве совместно с юбилейной 20-й международной выставкой «Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса» – «Нефтегаз-2021» в ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР» проходил Национальный нефтегазовый форум – 2021. Это мероприятие федерального масштаба, организуемое Министерством энергетики РФ совместно с ведущими предпринимательскими и отраслевыми объединениями – Российским союзом промышленников и предпринимателей (РСПП), Торгово-промышленной палатой России (ТПП РФ), Союзом нефтегазопромышленников России, Российским газовым обществом.

В прошлом, 2020 году Национальный нефтегазовый форум был отменен в связи с эпидемиологической ситуацией. Традиционной аудитории организаторы в полном соответствии с объективными реалиями в области глобальной цифровизации мировой экономики предложили ряд тематических вебинаров. Подробную информацию об одном из них, «Анализ и прогнозирование современных нефтегазовых рынков», состоявшемся 28 апреля 2020 года, журнал «Время колтюбинга. Время ГРП» опубликовал в № 2 (072), июнь, 2020. Но хотя прошлогодние онлайн-встречи в значительной степени и утоляли интеллектуальный голод, постоянные участники форума и спикеры с нетерпением ждали очного общения, которое, как показала жизнь, даже самые продвинутые технические средства все же не способны заменить. Поэтому практически каждый выступающий не преминул выразить с трибуны ННФ свою радость от встречи с заинтересованной живой аудиторией.

На сегодняшний день ННФ – крупнейший игрок на рынке организации и проведения деловых мероприятий в нефтегазовом секторе. Среди вопросов, традиционно обсуждаемых на Форуме: долгосрочные цели и задачи нефтегазового сектора, развитие рыночной инфраструктуры энергетики, инновации и энергоэффективность

The National Oil & Gas Forum was held jointly with The 20th Anniversary Edition of the Neftegaz International Exhibition for Equipment and Technologies for the Oil and Gas Industry. The event took place from 26. April to 29. April 2021 at the EXPOCENTRE Fairgrounds in Moscow. This federal-scale event is organized by the Ministry of Energy of the Russian Federation with support of the leading business and industry associations, such as the Russian Union of Industrialists and Entrepreneurs, the Russian Ministry of Industry and Trade, the Union of Oil and Gas Producers of Russia and the Russian Gas Society.

Last year, in 2020, the National Oil and Gas Forum was canceled due to the epidemiological situation. The organizers, in full accordance with the objective realities in the field of global digitalization of the world economy, offered a number of thematic webinars to the traditional audience. Coiled Tubing Times journal published detailed information about one of them, "Analysis and Forecasting of Modern Oil and Gas Markets" held on April 28, 2020 (№ 2 (072), June, 2020). But although last year's online meetings largely satisfied the intellectual hunger, regular forum participants and speakers were looking forward to face-to-face communication, which, as life has shown, even the most advanced technical means are still not capable of replacing. Therefore, almost every speaker did not fail to express the happiness of meeting with an interested live audience while standing in front of the NOF rostrum.

Today NOF is the largest player in the market for organizing and conducting business events in the oil and gas sector. The main issues traditionally discussed at the Forum are: Long-term goals and objectives of the oil and gas sector, development of market infrastructure for the energy sector, innovation and energy efficiency in the industry, analysis of fiscal policy, digital transformation of the oil and gas industry; technological equipment of the sectoral machine-building complex and its export potential; oil and gas engineering and oilfield services; strategy of scientific and technological development of the industry and measures of state support for the introduction of



в отрасли, анализ фискальной политики, цифровая трансформация нефтегазовой отрасли; технологическая оснащенность отраслевого машиностроительного комплекса и его экспортный потенциал; нефтегазовое машиностроение и нефтесервис; стратегия научно-технологического развития отрасли и меры господдержки внедрения прорывных технологий; импортозамещение и локализация производств в отдельных отраслевых сегментах, трансфер технологий высокотехнологичной продукции ТЭК, добыча трудноизвлекаемых и нетрадиционных углеводородов и т. п.

Программа Форума включала в себя стратегические сессии, панельные дискуссии, круглые столы и практические семинары.

Стратегическая сессия первого дня ННФ **«Текущий анализ и прогноз развития энергетических рынков; энергопереход, трансформация экосистем и новые технологические тренды»** полностью соответствовала заявленной тематике. В качестве ключевых слов, определявших направленность дискуссии, мы бы выделили также: климатическая повестка, декарбонизация, карбоновый след, низкоуглеродный мир, зеленая сделка.

Модератором сессии выступил управляющий директор VYGON Consulting **Григорий Выгон**. Эксперт акцентировал внимание на том, что климатическая повестка в нефтегазовой сфере становится все более актуальной. «В последние пять лет произошли фундаментальные

breakthrough technologies; import substitution and localization of production in certain industry segments, technology transfer of high-tech products of the fuel and energy complex, production of hard-to-recover and unconventional hydrocarbons, etc.

The Forum program included strategic sessions, panel discussions, round tables and workshops.

Strategic session of the first day of NOF **“Current analysis and forecast of energy markets development; energy transition, transformation of ecosystems and new technological trends”**



Григорий Выгон  
Grigory Vygon

изменения, и их скорость только нарастает. Совсем недавно мы говорили о таких событиях, как сланцевая революция, взрывной рост торговли СПГ, цифровая трансформация. Но случилась пандемия COVID-19, которая в долгосрочной перспективе окажет влияние на баланс спроса и предложения энергоресурсов в мире. Параллельно стала набирать обороты климатическая повестка. Она сегодня становится одной из важнейших тем, определяющих развитие глобальной энергетики на многие годы вперед», – отметил он.

Специальный доклад главы компании Rystad Energy **Яранда Ристада** представлял собой обзор текущего состояния энергетических рынков и рассказ о новых технологических трендах. Спикер предрек значительное снижение спроса на углеводородное топливо в автомобильном секторе. По оценкам Ристада, массовое использование электромобилей к 2050 году приведет к сокращению потребления нефти в автомобильном сегменте на 30 млн баррелей в день.

Заместитель министра энергетики РФ **Павел Сорокин** отметил, что Россия идет в числе лидеров климатической повестки. «Сегодня мир находится на такой траектории с точки зрения антропогенных эффектов, что, если она продолжится какое-то время, тяжело будет изменить процесс... И максимум того, что мы можем делать, чтобы снизить негативное влияние от этого как на жизнь человека, так и на экономику, мы должны это делать. Президент России в своем послании дал ясный посыл, что мы должны не просто не отставать от наших коллег в мировой экономике, но и опережать их и делать для этого все возможное», – сказал заместитель министра энергетики.

Процесс глобального потепления действительно уже ощущается, хотя разделение естественных и рукотворных эффектов требует очень большой дискуссии. Но нужно ко всему подходить разумно, считать эффекты. Самое плохое, что можно сделать, это поддаться какому-то хайпу, эйфории, а не следовать расчетам в цифрах и работать в соответствии с ними. К сожалению, многое из того, что сегодня обсуждается, основано не на практическом опыте, а является результатом сугубо теоретических и во многом тенденциозных измышлений. «Мы знаем, что очень многие расчеты ведутся не по фактическим выбросам, а по определенным методикам, которые делают допущения, и здесь предстоит очень большая работа топливно-

Пандемия COVID-19 в долгосрочной перспективе окажет влияние на баланс спроса и предложения энергоресурсов в мире.

The COVID-19 pandemic will affect the balance of demand and supply of energy resources in the world in the long term.



Павел Сорокин  
Pavel Sorokin

fully corresponded to the declared topic. As the key words that determined the focus of the discussion, we would also single out climate agenda, decarbonization, carbon footprint, low-carbon world, green deal.

The session was moderated by **Grigory Vygon**, Managing Director of VYGON Consulting. The expert focused on the fact that the climate agenda in the oil and gas sector is becoming more and more relevant. “There have been fundamental changes in the past five years, and their speed is only accelerating. Most recently, we talked about events such as the shale revolution, the explosive growth of the LNG trade, and digital transformation. But the COVID-19 pandemic has happened, which in the long term will affect the balance of demand and supply of energy resources in the world. In parallel, the climate agenda began to gain momentum. Today it is becoming one of the most important topics that determine the development of global energy for many years to come,” he said.

A special report by the head of Rystad Energy Yaranda Rystad was an overview of the current state of energy markets and a story about new technology trends. The speaker predicted a significant decrease in demand for hydrocarbon fuels in the automotive sector. Rystad estimates that the massive use of electric vehicles by 2050 will reduce oil consumption in the automotive segment by 30 million barrels per day.

Deputy Energy Minister of the Russian Federation **Pavel Sorokin** noted that Russia is among the leaders on the climate agenda. “Today the world is on such a trajectory in terms of anthropogenic effects that if it continues for some time, it will be difficult to change the process ... And the maximum that we can do to reduce the negative impact of this on both human life and economy, we must do it. The President of Russia in his speech gave a clear message that we must not only keep up with our colleagues in the world economy, but also get ahead of them and do everything possible

энергетическому комплексу России совместно с нашими мировыми коллегами, чтобы признавались реальные результаты деятельности. Вызывает вопросы, почему одно и то же дерево в России и Германии имеет разную поглощающую способность. И понятно, что всему найдется объяснение: что у нас леса не всегда достаточно наблюдаемые и ухоженные, возраст лесов и прочее...» – подчеркнул Сорокин.

Никто не может предсказать, с какой скоростью будет развиваться рынок электромобилей. Мы видели взрывной рост возобновляемых источников энергии, проникновение во все сферы ряда технологий. Чуть больше чем за десятилетие смартфоны очень существенно изменили жизнь.

С 2008 года мы живем в несколько искаженных экономических реалиях. В развитых странах ставки рефинансирования находятся около нуля, это позволяет многие убыточные проекты, абсолютно не генерирующие никакой прибыли, финансировать и тянуть достаточно долго, чтобы довести их до серийности, когда они станут окупаемыми. Это как раз пример возобновляемых источников энергии.

Почему в России возобновляемые источники дороже, чем на Западе? Технологии одинаковые. Ветер такой же. Где-то он у нас даже получше. У нас стоимость финансирования дороже. Это очень важный фактор, который надо учитывать. Когда вы говорите о проекте с окупаемостью 20 лет, то имеет значение процентная ставка 2–3% или 8–9%. В последнем случае это ставит проект в очень тяжелое положение. Технологии последних 15–20 лет стали возможны не благодаря техническому прогрессу, а благодаря финансовой системе. Если ставки начнут расти, то такие проекты могут стать непомерным бременем. Нужно четко видеть, где наши конкурентные преимущества.

Необходимо стимулирование нефтегазовых проектов в Восточной Сибири, для запуска которых есть 7–10 лет. Позднее такие проекты будет труднее запустить без серьезных потерь для бюджета. Задача – максимально снизить себестоимость, чтобы дать инвесторам возможность вкладывать в эти проекты. Текущая цена на нефть обеспечивает хорошую доходность для многих проектов, нужно

**Массовое использование электромобилей к 2050 году приведет к сокращению потребления нефти в автомобильном сегменте на 30 млн баррелей в день.**

**That the massive use of electric vehicles by 2050 will reduce oil consumption in the automotive segment by 30 million barrels per day.**

for this,” said the Deputy Energy Minister.

The process of global warming is already being felt, although the separation of natural and man-made effects requires a lot of discussion. But you need to approach everything reasonably, to count the effects. The worst thing that can be done is to succumb to some kind of hype, euphoria, and not follow the calculations in numbers and work in accordance with them. Unfortunately, much of what is being discussed today is not based on practical experience, but is the result of purely theoretical and largely tendentious fabrications. “We know that many calculations are not based on actual emissions, but according to certain methods that make assumptions, and the Russian

fuel and energy complex, together with our world colleagues, has to do a lot to ensure that the real results of activities are recognized. It raises questions as to why the same tree in Russia and Germany has different absorptive capacity. And it is clear that there will be an explanation for everything: that our forests are not always observed and well-groomed enough, the age of the forests, and so on...”, stressed Sorokin.

No one can predict how fast the electric vehicle market will develop. We have seen the explosive growth of renewable energy sources, penetration into all areas of a number of technologies. In a little more than a decade, smartphones have made a huge difference in life.

Since 2008, we have been living in somewhat distorted economic realities. In developed countries, refinancing rates are near zero, which allows many unprofitable projects that generate absolutely no profit, finance and delay long enough to bring them to serial production when they become recouped. This is just an example of renewable energy sources.

Why are renewable sources more expensive in Russia than in the West? The technologies are the same. The wind is the same. Somewhere we have it even better.

Our cost of financing is more expensive. This is a very important factor to consider. When you talk about a project with a payback period of 20 years, then the interest rate 2–3% or 8–9% matters. In the latter case, this puts the project in a very difficult position. The technologies of the last 15–20 years have become possible not due to technical progress, but due to the financial system. If rates start to rise, then such projects can become an exorbitant burden. We need to clearly see where our competitive advantages are.

It is necessary to stimulate oil and gas projects in Eastern Siberia for the launch of which there are 7–10 years. Later, such projects will be more difficult to launch without serious losses to the budget. The task is to reduce the cost as much

**Технологии последних 15–20 лет стали возможны не благодаря техническому прогрессу, а благодаря финансовой системе.**

**The technologies of the last 15–20 years have become possible not due to technical progress, but due to the financial system.**

настраивать снижение волатильности.

Долгосрочной ценой баланса является цена нефти \$45–50 за баррель. По итогам инвентаризации нефтяных запасов России можно сделать вывод, что при такой цене рентабельны только около половины запасов в России.

Карбоновый след российских углеводородов – один из самых высоких в Европе, но показатели этого следа вырваны из контекста. У России один из самых чистых энергетических балансов из промышленно развитых стран, потому что 45% – это вообще безуглеродные источники (атом, ГЭС и возобновляемые источники энергии), большая часть остального – это газ, который является самым низкоуглеродным ископаемым топливом. Получается, что в России 85% – это безуглеродные или низкоуглеродные источники. Где еще есть такая страна из развитых экономик мира? Исключение, пожалуй, только Норвегия. Это надо учитывать и не надо посыпать голову пеплом. Мы пока находимся впереди многих из наших коллег.

С 1990 года выбросы в России значительно сократились. На это повлияло не только сокращение промышленного производства 1990-х годов, но и модернизация оборудования в последние годы. Проведена большая модернизация электрогенерирующего, нефтеперерабатывающего сектора. Была увеличена утилизация попутного нефтяного газа, в ближайшие 15–20 лет планируется достичь почти полной его утилизации на нефтегазовых месторождениях.

Другой важной составляющей климатической повестки является водородная энергетика, Россия работает над ее развитием. Выбраны пилотные направления, в ближайшем будущем они будут анонсированы. У нас очень большой потенциал с точки зрения производства голубого водорода, но мы также смотрим и в сторону зеленого водорода. Пока то, что произведено на базе атома, называется оранжевым водородом. Но мы считаем, что он по своим параметрам и по углеродному следу соответствует зеленому. Если голубой водород стоит \$1,5–2 за килограмм, то в случае зеленого водорода мы говорим о 5 долларах и выше. С такой стоимостью пока тяжело конкурировать.

«Рано хоронить нефть. Можно много рассуждать про прорывы, но питаемся мы едой, которая растет на земле, доставляют ее на кораблях, грузовиках и машинах, которые заправляются бензином и дизелем по конкурентоспособной

**Долгосрочной ценой баланса является цена нефти \$45–50 за баррель. По итогам инвентаризации нефтяных запасов России можно сделать вывод, что при такой цене рентабельны только около половины запасов в России.**

**The long-term balance sheet price is an oil price of \$45–50 per barrel. Based on the results of the stock control of oil reserves in Russia, we can conclude that at this price, only about half of the reserves in Russia are profitable.**

as possible in order to give investors the opportunity to invest in these projects. The current oil price provides good profitability for many projects, it is necessary to adjust the volatility reduction.

The long-term balance sheet price is an oil price of \$45–50 per barrel. Based on the results of the stock control of oil reserves in Russia, we can conclude that at this price, only about half of the reserves in Russia are profitable.

The carbon footprint of Russian hydrocarbons is one of

the highest in Europe, but this footprint is taken out of context. Russia has one of the cleanest energy balances among the industrialized countries, because 45% are generally carbon-free sources (nuclear, hydroelectric

and renewable energy sources), most of the rest is gas, which is the lowest carbon fossil fuel. It turns out that in Russia 85% are carbon-free or low-carbon sources. Where else is there such a country from the developed economies of the world? The only exception, perhaps, is

Norway. This must be taken into account and there is no need to sprinkle ashes on the head. We are still ahead of many of our colleagues.

Since 1990, emissions in Russia have decreased significantly. This was influenced not only by the decline in industrial production in the 1990s, but also by the modernization of equipment in recent years. A major modernization of the power generating and oil refining sector has been carried out. Utilization of associated petroleum gas has been increased, and in the next 15–20 years it is planned to achieve almost complete utilization of it in oil and gas fields.

Hydrogen energy is another important component of the climate agenda, and Russia is working on its development. Pilot directions have been selected and will be announced in the near future. We have great potential in terms of producing blue hydrogen, but we are also looking towards green hydrogen. So far, what is produced on the basis of an atom is called orange hydrogen. But we believe that it is green in terms of its parameters and carbon footprint. If blue hydrogen costs \$1.5–2 per kilogram, then in the case of green hydrogen we are talking about \$5 and more. It's still hard to compete with such a cost.

“It's too early to bury oil. You can talk a lot about

**В России 85% – это безуглеродные или низкоуглеродные источники.**

**That in Russia 85% are carbon-free or low-carbon sources.**

цене. В развитом мире [в странах], которые драйвят зеленую повестку, живет миллиард людей. А остальные шесть живут в странах, которые тоже хотят жить хорошо, и у них не так много возможностей. Чтобы их экономики росли и людям обеспечивалась достойная жизнь, надо по крупницам собирать свои конкурентные преимущества. И если источник энергии станет неожиданно в 2–3 раза дороже, то этого будет тяжело достичь. Надо думать о человечестве в целом. Возможно, будет некий потолок спроса на нефть, но поставлять энергоресурсы на рынок будет тот, кто сможет обеспечить конкурентную стоимость», – резюмировал заместитель министра энергетики.

Доклад вице-президента по стратегическому развитию ПАО «ЛУКОЙЛ» **Леонида Федуна** был акцентирован на стратегии компании в условиях энергетического перехода. В ПАО «ЛУКОЙЛ» составлены три сценария ближайшего будущего:

«Эволюция»,  
«Равновесие» и  
«Трансформация».  
В условиях каждого из этих сценариев растет, но в различной степени, доля транспортных средств, которые будут работать

на электричестве, и энергетических ресурсов, которые будут производиться из неископаемых источников. В период до 2030 года согласно сценарию «Эволюция» потребление нефти будет расти, однако все три сценария показывают, что примерно 20% мировых запасов углеводородов никогда не будут востребованы, а при реализации радикального сценария не будет востребовано более половины запасов. Они окажутся ненужными рынку в силу происходящих на нем трансформаций. Конечно, запасы будут сокращаться, но излишек добычи потребует постоянной сверки предложения со спросом. При любом климатическом сценарии рынок будет, к сожалению, рынком покупателей, а конкуренция будет идти именно за себестоимость нефти, за наиболее доступные ресурсы. Баррели нефти, которые последними уйдут с рынка, будут самыми эффективными.

Положение России на рынке достаточно устойчиво.

Себестоимость добываемой на старых и части новых месторождений нефти здесь составляет \$20–30 за баррель. Это означает, что российские баррели наряду с арабскими имеют шансы существовать за 2050 годом и уйдут с рынка последними. Но себестоимость нефти, добываемой на части новых проектов в достаточно больших объемах

Примерно 20% мировых запасов углеводородов никогда не будут востребованы.

In Russia 85% are carbon-free or low-carbon sources.

Часть проектов, в том числе арктический, не будут востребованы ни при каком сценарии, и это надо принять как данность.

Some of the projects, including the Arctic one, will not be in demand under any scenario, and this must be taken for granted.



breakthroughs, but we eat food that grows on the earth, delivered by ships, trucks and cars that are fueled with gasoline and diesel at a competitive price. There are a billion people in the developed world [countries] driving a green agenda. And the other six live in countries that also want to live well, and they do not have many opportunities. To grow their economies and ensure a decent life for people, it is necessary to collect their competitive

advantages bit by bit. And if the energy source suddenly becomes 2–3 times more expensive, then it will be difficult to achieve. You have to think about humanity as a whole. Perhaps there will be a certain ceiling in the demand for oil, but the one who can provide the competitive cost will supply energy resources to the market,” the Deputy Energy Minister summed up.

The report of **Leonid Fedun**, Vice President for Strategic Development of PJSC LUKOIL, focused on the company's strategy in the context of the energy transition. PJSC LUKOIL has prepared three scenarios for the near future: Evolution, Equilibrium and Transformation. In each of these scenarios, the proportion of vehicles that will run on electricity and energy resources that will be produced from non-fossil sources grows, but to varying degrees. In the period up to 2030, according to the Evolution scenario, oil consumption will grow, but all three scenarios show that approximately 20% of the world's hydrocarbon

reserves will never be demanded, and if the radical scenario is implemented, more than half of the reserves will not be demanded. They will turn out to be unnecessary for the market due to the transformations taking place on it. Of course, stocks will decline, but excess production will

(5–7 млн баррелей в сутки), уже теперь составляет \$40 за баррель. Очевидно, что часть проектов, в том числе арктический, не будут востребованы ни при каком сценарии, и это надо принять как данность. Нефтяники должны бороться за себестоимость, потому что дешевые баррели будут востребованы при любом энергетическом переходе.

Федун подробно остановился на проблеме трансграничного регулирования и так называемой зеленой сделки. В ПАО «ЛУКОЙЛ» введена внутренняя цена на углерод для оценки «углеродной интенсивности» инвестиционных проектов компании. Все они оцениваются по специальной шкале углеродного дисконтирования, что позволяет развивать те технологии, которые ведут к снижению углеродной интенсивности. За счет доведения уровня сжигания попутного нефтяного газа до 97,6% (в целом по России он составляет менее 90%) компания достигла

больших успехов по сокращению карбонового следа. Фактически за три года удельные выбросы снижены на 17%, предотвращены выбросы почти 200 млн тонн CO<sub>2</sub>. В компании четко понимают, что продукция с наименьшим карбоновым следом будет в наибольшей степени востребована на рынке. Цель ПАО «ЛУКОЙЛ» – достижение углеродной нейтральности к 2050 году.

Какое место может занять Россия в будущем низкоуглеродном мире? Историческое преимущество России – в ее лесах, составляющих 20% мирового лесного хозяйства. Нужно провести реальную оценку углеродной поглощающей способности наших ландшафтов. Эксперты считают, что она составляет порядка 2 млрд тонн. Россия производит порядка 2,2 млрд тонн выбросов CO<sub>2</sub>. Получается, что мы можем спокойно достигнуть «углеродной нейтральности» ТЭК. Без создания системы, которая позволит российским нефтяным компаниям предлагать мировому рынку свою продукцию с полностью либо частично погашенным карбоновым следом, у нас нет будущего. Россия должна найти свое уникальное место в качестве страны, обладающей самым емким естественным резервуаром по поглощению и захоронению CO<sub>2</sub>, и в то же время страны, которая является глобальным поставщиком энергии. Соединение этих двух факторов позволит не только обеспечить

**Россия должна найти свое уникальное место в качестве страны, обладающей самым емким естественным резервуаром по поглощению и захоронению CO<sub>2</sub>, и в то же время страны, которая является глобальным поставщиком энергии.**

**Russia must find its unique place as a country with the most capacious natural reservoir for the absorption and storage of CO<sub>2</sub> and at the same time a country that is a global energy supplier.**

require constant reconciliation of supply with demand. In any climatic scenario, the market will, unfortunately, be a buyers' market, and competition will go precisely for the cost of oil, for the most available resources. The last oil barrels to leave the market will be the most efficient. Russia's position on the market is fairly stable. The prime cost of oil produced at old and part of new oil fields here is \$20–30 per barrel. This means that Russian barrels, along with Arab ones, have a chance to exist in 2050 and will be the last to leave the market. But the cost of oil produced in some of the new projects in fairly large volumes (5–7 million barrels per day) is now \$40 per barrel. Obviously, some of the projects, including the Arctic one, will not be in demand under any scenario, and this must be taken for granted. Oilmen must fight for cost, because cheap barrels will be in demand in any energy transition.

Fedun elaborated on the problem of cross-border regulation, and the so-called "Green deal". PJSC LUKOIL has introduced an internal carbon price to assess the "carbon intensity" of the company's investment projects. All of them are assessed on a special scale of carbon discounting, which allows the development of those technologies that lead to a decrease in carbon intensity. By bringing the associated gas flaring level to 97.6% (in Russia as a whole, it is less than 90%), the company has made great strides in reducing its carbon footprint. In fact, in three years, specific emissions have been reduced by 17%, emissions of almost 200 million tons of CO<sub>2</sub> have been prevented. The company clearly understands that the products with the smallest carbon footprint will be the most in demand in the market. PJSC LUKOIL's goal is to achieve carbon neutrality by 2050.



Дэвид Кэмпбелл  
David Campbell

выполнение всех задач, поставленных Парижским соглашением по климату, но и сохранить свою конкурентоспособность.

Президент ВР в России **Дэвид Кэмпбелл** в своем выступлении уделил внимание вопросам баланса энергоресурсов в мире и развитию новых технологий. По его мнению, глобальную среду формируют покупатели,

которые руководствуются одновременно соображениями экологии и экономической выгоды. У мира есть потенциал для ускоренного внедрения современных технологий и создания возможностей для перехода на более устойчивый путь развития. Пандемия и разрушение уклада повседневной жизни изоляцией обернулись уменьшением загрязнения атмосферы. Качество воздуха во многих загрязненных городах улучшилось. Небо стало чище. По данным Международного энергетического агентства (МЭА), выбросы CO<sub>2</sub> в 2020 году упали на 6%, что является самым значительным ежегодным сокращением со времен Второй мировой войны. Это привело к снижению расхода ископаемого топлива на протяжении большей части года. Однако возобновляемых источников энергии и электромобилей, работающих на чистой энергии, это не коснулось. В значительной степени сокращение выбросов было достигнуто ценой огромных потерь для мировой экономики из-за локдауна. В будущем сокращение выбросов углекислого газа, аналогичное тому, которое мы наблюдали в прошлом году, может быть достигнуто исключительно за счет радикального изменения нашего поведения в целом.

Председатель концерна Shell в России **Седерик Кремерс**

поделился мнением о перспективах развития рынка сжиженного природного газа в текущих рыночных условиях и в условиях будущего энергетического перехода. Первый вице-президент «Газпромбанк» (Акционерное общество) **Роман Панов** в ходе выступления рассказал о роли финансового сектора в энергопереходе на низкоуглеродную экономику. Он подчеркнул, что мировые инвестиции в возобновляемые источники энергии в мире с 1998 года выросли в 30 раз и составили более \$280 млрд.

В дискуссии также приняли участие партнер EY, руководитель направления по оказанию услуг компаниям ТЭК Центральной, Восточной, Юго-

Глобальную среду формируют покупатели, которые руководствуются одновременно соображениями экологии и экономической выгоды.

The global environment is shaped by buyers who are guided by both environmental considerations and economic benefits.

Мировые инвестиции в возобновляемые источники энергии в мире с 1998 года выросли в 30 раз и составили более \$280 млрд.

Global investments in renewable energy sources in the world since 1998 have grown 30 times and amounted to more than \$280 billion.

What place can Russia take in the future low-carbon world? Russia's historical advantage lies in its forests, which make up 20% of the world's forestry. We need to make a real assessment of the carbon absorption capacity of our landscapes. Experts believe that it is about 2 billion tons. Russia produces about 2.2 billion tons of CO<sub>2</sub> emissions. It turns out that we can safely achieve "carbon neutrality" of the fuel and energy complex. Without creating a system that will allow Russian oil companies to offer their products to the world market with fully or partially extinguished carbon footprint, we

have no future. Russia must find its unique place as a country with the most capacious natural reservoir for the absorption and storage of CO<sub>2</sub> and at the same time a country that is a global energy supplier. The combination of these two factors will allow not only to ensure the fulfillment of all the tasks set by the Paris Climate Agreement, but also to maintain its competitiveness.

In his speech, BP President in Russia **David Campbell** paid attention to the balance of energy resources in the world and the development of new technologies. In his opinion, the global environment is shaped by buyers who are guided by both environmental considerations and economic benefits. The world has the potential to accelerate the adoption of modern technologies and create opportunities for a more sustainable path of

development. The pandemic and the destruction of the everyday life by isolation has resulted in a decrease in air pollution. The quality of many polluted cities has improved. The skies have become cleaner. According to the International Energy Agency (IEA), 2020 related CO<sub>2</sub> emissions fell by 6%, which is the largest annual declines since the World War II. This led to a decrease in fossil fuel consumption for most of the year. However,

renewable energy sources and clean energy electric vehicles were not affected. To a large extent, the reduction in emissions was achieved at the cost of huge losses to the global economy due to the lockdown. In the future, reductions in carbon dioxide emissions, similar to those we saw last year, can only be achieved through radical changes in our behavior in general.

**Sederic Kremers**, Chairman of Shell Russia, shared his opinion on the prospects for the development of the liquefied natural gas market in the current market conditions and in the context of the future energy transition. During his speech, First Vice President of Gazprombank (Joint Stock Company) Roman Panov spoke about the role of the financial sector in the energy transition to a low-carbon economy.

Восточной Европы и Центральной Азии **Алексей Лоа** и вице-президент по стратегическому направлению в развитии бизнеса Schneider Electric в России и СНГ **Армен Бадалов**.

Ключевыми мероприятиями второго дня Форума стала пленарная сессия «**Технологическое развитие и трансформация ТЭК: новые точки роста, международное сотрудничество и трансфер инноваций**». Модератором выступил президент ТПП РФ Сергей Катырин. Глава ТПП отметил, что обеспечение надежного и стабильного снабжения электроэнергией и топливом является одной из наиболее актуальных и сложных задач, с которыми сталкивается международное сообщество. «Сокращение традиционных запасов источников энергии обуславливает необходимость разумного использования энергоресурсов, сбалансированного учета интересов различных государств», – подчеркнул Катырин.

Направление дискуссии задал председатель совета Союза нефтегазопромышленников России **Юрий Шафраник**. Спикер заострил внимание на том, что, учитывая санкционное давление и особенности периода, который мы переживаем, нужны более радикальные меры, направленные на поддержку импортозамещения. Даже в трудные 90-е годы в сахалинских проектах 70% составлял российский сегмент промышленности, что было бы важно законодательно закрепить и сейчас. Необходимо в текущих экономических условиях сохранить объем инвестиционных программ российских нефтегазовых компаний для дальнейшего развития технологий и реализации новых проектов. Переход и трансформация идут уже не один год. Уже отчетливо видны результаты зеленой повестки. Наблюдается процесс отказа от углеводородной энергетики, но он будет растянут, и в период 2030-2035 годов нефть, газ и даже уголь сохраняют свою роль в формировании мирового энергобаланса. России, которая обладает потенциалом по всем составляющим (ресурсы, инфраструктура, специалисты), нужно в ближайшие 5–10 лет получить от традиционных ресурсов свой финансовый профит. На этом временном отрезкекратно возрастет ответственность как государства со

Учитывая санкционное давление и особенности периода, который мы переживаем, нужны более радикальные меры, направленные на поддержку импортозамещения.

Given the sanctions pressure and the specifics of the period we are going through, more radical measures are needed to support import substitution.

В период 2030-2035 годов нефть, газ и даже уголь сохраняют свою роль в формировании мирового энергобаланса.

In the period 2030-2035, oil, gas and even coal will retain their role in shaping the global energy balance.

Тема декарбонизации слишком узка для драматичной триады «климат – человек – будущее Земли».

The topic of decarbonization is too narrow for the dramatic triad "climate – man – the future of the Earth".

He stressed that global investments in renewable energy sources in the world since 1998 have grown 30 times and amounted to more than \$280 billion.

The discussion was also attended by EY partner, head of the area for rendering services to companies in the fuel and energy complex, Central, Eastern, Southeastern Europe and Central Asia **Alexey Loza** and vice president for strategic

direction in business development of Schneider Electric in Russia and the CIS **Armen Badalov**.

The key events of the second day of the Forum were the plenary session "**Technological development and transformation of the fuel and energy**

**complex: New points of growth, international cooperation and transfer of innovations.**"

The moderator was Sergei Katyrin, President of the RF CCI. The head of the Chamber of Commerce and Industry noted that ensuring a reliable and stable supply of electricity and fuel is one of the most urgent and difficult challenges facing the international community. "The reduction of traditional reserves of energy sources necessitates the rational use of energy resources, a balanced consideration of the interests of various states," Katyrin emphasized.

The direction of the discussion was set by **Yuri Shafranik**, Chairman of the Council of the Union of Oil and Gas Producers of Russia. The speaker drew attention to the fact that, given the sanctions pressure and the specifics of the period we are going through, more radical measures are needed to support import substitution. Even in the difficult 90s, 70% of the Sakhalin projects was made up of the Russian segment of the industry, which would be important to legislate even now. In the current economic conditions, it is

necessary to preserve the volume of investment programs of Russian oil and gas companies for the further development of technologies and the implementation of new projects. The transition and transformation have been going on for years. The results of the green agenda are already clearly visible. There is a process of rejection of hydrocarbon energy, but it will be extended, and in the period 2030-2035, oil, gas and even coal will



всеми его институтами, так и нефтегазовых компаний за формировании нового качества, новой экономики, новой энергетики. По глубокому убеждению Шафраника, Россия, обладающая такой уникальной территорией, должна безотлагательно сформировать собственную идеологию, которая захватит и другие страны. Тема декарбонизации слишком узка для драматичной триады «климат – человек – будущее Земли». Россия обязана в этой тематике стать «над».

Член совета директоров АО «ИНК-Капитал» **Сергей Донской** обратил внимание на необходимость развития технологических полигонов, активизацию добычи попутных полезных ископаемых при разработке нефтегазовых месторождений. По словам эксперта, при разработке стратегии отечественного ТЭК необходимо учитывать энергетические тренды не только Европы, но также Китая и Индии. Генеральный директор «Салым Петролеум Девелопмент» **Майкл Коллинс** рассказал о технологических трендах, которые учитывают в своей работе совместные предприятия «Газпром нефти» и Shell, а председатель комитета по энергетике и координационного комитета проекта «Зеленая инициатива» Ассоциации европейского бизнеса (АЕБ) **Эрнесто Ферленги** – об актуальных направлениях международного сотрудничества в ТЭК.

Две пленарные стратегические сессии явились интеллектуальным ядром Национального нефтегазового форума, где были проанализированы текущие технологические тренды и поставлены вопросы, ответы на которые определяют дальнейшее развитие российской нефтегазовой отрасли.

Аналитическая группа научно-практического журнала «Время колтбинга. Время ГРП»

retain their role in shaping the global energy balance. Russia, which has the potential in all components (resources, infrastructure, specialists), needs to get its financial profit from traditional resources in the next 5–10 years. In this time period, the responsibility of both the state with all its institutions and oil and gas companies for the formation of a new quality, a new economy, and a new energy sector will multiply. Shafranik is deeply convinced that Russia, possessing such a unique territory, must urgently form its own ideology, which will capture other countries as well. The topic of decarbonization is too narrow for the dramatic triad “climate – man – the future of the Earth”. Russia is obliged to become "over" in this subject.

**Sergey Donskoy**, a member of the Board of Directors of JSC INK-Capital, drew attention to the need to develop technological landfills, to intensify the extraction of associated minerals in the development of oil and gas fields. According to the expert, when developing a strategy for the domestic fuel and energy complex, it is necessary to take into account energy trends not only in Europe, but also in China and India. **Michael Collins**, General Director of Salym Petroleum Development, spoke about technological trends that Gazprom Neft and Shell joint ventures take into account in their work, and **Ernesto Ferlenghi**, Chairman of the Energy Committee and the Coordinating Committee of the Green Initiative project of the Association of European Businesses (AEB) on topical areas of international cooperation in the fuel and energy complex.

Two plenary strategic sessions were the intellectual core of the National Oil and Gas Forum, where current technological trends were analyzed and questions were posed, the answers to which will determine the further development of the Russian oil and gas industry.

Analytical Group of the Coiled Tubing Times



- пакерное оборудование
- оборудование для ГНКТ
- оборудование для МГРП
- фрезерный инструмент
- устьевое и скважинное оборудование



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**  
Hydraulic fracturing

**Услуги с установками ГНКТ**  
Coiled tubing services

**Освоение скважин азотом**  
Well gaslifting

**Заканчивание скважин**  
Well completion

**Пакерный сервис**  
Packer service

**Ловильные работы**  
Fishing operations

**Супервайзинг при ТКРС, освоении,  
ГРП и ГНКТ**  
Workover, CT & fracturing supervising



[packer-tools.ru](http://packer-tools.ru), [contact@packer-tools.ru](mailto:contact@packer-tools.ru)



## ГРУППА ФИД - ВАШ НАДЁЖНЫЙ ПАРТНЁР В СФЕРЕ РАЗРАБОТКИ И ПОСТАВКИ ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ:



**ГИДРАВЛИЧЕСКОГО  
РАЗРЫВА ПЛАСТА**



**КОЛТЮБИНГОВЫХ  
ТЕХНОЛОГИЙ**



**ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ  
СКВАЖИН**



ОПЫТА



ИЗГОТОВЛЕНИЕ  
ПО ИНДИВИДУАЛЬНОМУ  
ТЕХНИЧЕСКОМУ ЗАДАНИЮ



ШИРОКАЯ СЕТЬ  
СЕРВИСНЫХ  
ЦЕНТРОВ



ПОЛНЫЙ ЦИКЛ  
ЗАВОДСКИХ  
ИСПЫТАНИЙ



ПОДТВЕРЖДЁННОЕ  
КАЧЕСТВО



СОБСТВЕННАЯ  
СИСТЕМА  
УПРАВЛЕНИЯ

# ОПЫТ ПРОВЕДЕНИЯ БОЛЬШЕОБЪЕМНОГО ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА В СКВАЖИНЕ С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ ОКОНЧАНИЕМ В АЧИМОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ ЯМБУРГСКОГО НГКМ

## CASE STUDY: MASSIVE HYDRAULIC FRACTURING IN A HORIZONTAL WELL IN THE ACHIM OIL RESERVOIRS AT THE YAMBURG OIL AND GAS CONDENSATE FIELD

**А.В. ТРИФОНОВ, С.С. ДЕВЯТЬЯРОВ, Д.С. ЛЕОНТЬЕВ, В.В. ВОЛКОВ, Е.Н. КОЗЛОВ, Р.Р. ГАЙНЕТДИНОВ, Э.Ф. САЙФУТДИНОВ,  
А.А. КОРЕПАНОВ, А.А. БАСТРАКОВ, Д.С. ПОНОМАРЕВ**

**A.V. TRIFONOV, S.S. NINEARYOV, D.S. LEONTIEV, V.V. VOLKOV, E.N. KOZLOV, R.R. GAYNETDINOV, E.F. SAIFUTDINOV, A.A. KOREPANOV,  
A.A. BASTRAKOV, D.S. PONOMAREV**

### АННОТАЦИЯ

Ачимовский нефтегазоносный комплекс является одним из наиболее сложно построенных объектов разреза, но, несмотря это, он является одним из наиболее перспективных объектов разработки с трудноизвлекаемыми запасами нефти. Однако для рентабельного освоения ачимовских залежей требуется применение новых передовых технологий.

Одним из ключевых методов разработки таких горизонтов является гидравлический разрыв пласта (ГРП), в том числе многостадийный ГРП (МГРП). Технология ГРП подразумевает образование гидравлических трещин в пласте, которые впоследствии заполняются расклинивающим агентом (проппантом). Чем длиннее и чаще трещины, тем большую зону пласта они охватывают, что позволяет добыть больше углеводородов. Оптимальность системы разработки с применением технологии МГРП зависит от ФЕС пласта и от дизайна ГРП (расстояние между стадиями, величина полудлины трещины ГРП).

В настоящей статье представлен опыт проведения большеобъемного 18-стадийного гидравлического разрыва пласта в скважине с горизонтальным окончанием Ямбургского НГКМ «Газпромнефть-Заполярье» в условиях высокой забойной температуры и АВПД, имеющей длину по стволу 6500 м. Длина спущенного в горизонтальный участок ствола хвостовика составляет 2714,3 м.

**КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:** Ямбургская площадь, ачимовские нефтяные залежи, скважина с горизонтальным окончанием, многостадийный гидравлический разрыв пласта, АВПД.

### ABSTRACT

The Achim oil and gas reservoirs represent one of the most complex lithology. At the same time, this is one of the most promising areas for development of hard-to-recover oil reserves. However, the cost-effective development of the Achimov reservoirs requires the application of new advanced technologies.

One of the key methods for developing such reservoirs is hydraulic fracturing, including multistage fracturing. Hydraulic fracturing technology implies creation of hydraulic fractures in the reservoir, which are subsequently filled with propping agent (proppant). The longer and more frequent the fractures, the larger the drainage area, allowing more hydrocarbons to be produced. The applicability of multistage fracturing technology depends on the reservoir porosity and permeability and fracture design (distance between stages, fracture half-length).

The paper presents the case study of performing 18-stage massive hydraulic fracturing at high bottomhole pressure and temperature in a horizontal well with the measured depth of 6500 m at the Yamburg oil, gas and condensate field developed by "Gazpromneft-Zapolyarye". The length of the liner that was run in the horizontal wellbore is 2,714.3 m.

**KEY WORDS:** Yamburg area, Achim oil reservoirs, horizontal well, multistage hydraulic fracturing, extremely high reservoir pressure and temperature.

Ачимовские нефтяные залежи – одно из наиболее перспективных направлений разработки трудноизвлекаемых запасов в периметре Компании. Для рентабельного освоения залежей требуется строго выверенное применение набора технологий, где стандартные широко растиражированные инструменты не всегда способны гарантировать высокую результативность. Ачимовка северного кластера месторождений Компании отличается еще более низкой проницаемостью, большей глубиной залегания, обладает аномально высоким пластовым давлением (коэффициент 1,7), пластовая температура (110 °С) на 20 градусов превышает значения «стандартной» ачимовки центрального региона Обь-Иртышской низменности.

Естественно, что при текущем технологическом уровне освоение низкопроницаемых ачимовских отложений без стимуляции методом гидроразрыва бесперспективно. Но в вопросе о том, как разместить горизонтальный ствол в сложно построенном геологическом разрезе – где должна располагаться зона инициации трещины ГРП, ответ не всегда очевиден. Сформированные в условиях глубокого моря в результате лавинной седиментации ачимовские отложения являются невыдержанными песчано-алевритистыми телами. Породы представляют собой чередование плотных мелкозернистых песчаников и глин, нефть распределена неоднородно, пласты разрозненные, а геологическое строение гораздо более сложное по сравнению с традиционными запасами. Общая мощность пластов составляет десятки, а иногда и сотни метров. Какому объекту отдать предпочтение при неограниченной возможности приобщения пропластков трещиной ГРП – нетривиальный вопрос. В задачах определения PVT-свойств, вертикального и латерального распространения целевых объектов также существует много неопределенностей.

Одним из ключевых методов разработки таких горизонтов является гидравлический разрыв пласта (ГРП), в том числе многостадийный ГРП (МГРП). Технология ГРП подразумевает образование гидравлических трещин в пласте, которые впоследствии заполняются расклинивающим агентом (проппантом). Чем длиннее и чаще трещины, тем большую зону пласта они охватывают, что позволяет добыть больше углеводородов. Оптимальность системы разработки с применением технологии МГРП зависит от ФЕС пласта и от дизайна ГРП (расстояние между стадиями, величина полудлины трещины ГРП) [1–4].

Главный целевой объект пласт Ач18 занимает всю Ябургскую площадь, характеризуется большой мощностью с внутренней высокой неоднородностью, обусловленной многоярусным формированием этих отложений. Выделяемые глинистые переемы в пределах пласта незначительны (от 1 метра в дистальных и медиальных частях конусов выноса до 30 м в склоновой части комплекса). Объект

The Achimov oil deposits are one of the most promising areas for development of hard-to-recover reserves in Gazpromneft group. Cost-effective reservoir development requires a carefully selected set of technologies. In this regard, standard widely deployed tools do not always guarantee high performance. Achimov reservoirs in the northern cluster of the Company's fields are characterized by lower permeability, higher depth, extremely high reservoir pressure (ratio 1.7) and formation temperature (110 °C) that is 20 degrees higher than the "standard" temperature in Achimov reservoirs in the central region of the Ob-Irtysh lowland.

It is evident that at the current technological level development of low-permeable Achimov deposits without hydraulic fracturing is unpromising. However, it is quite difficult to select the correct trajectory of the horizontal wellbore in a complex lithology reservoir and to select the location of the fracture initiation zone. Formed in deep sea conditions as a result of avalanche sedimentation, the Achimov deposits are irregular sand and silty formations. The Achimov rock represents the alternation of tight fine-grained sandstones and clays, the oil is not uniformly distributed, the reservoirs exhibit a scattered pattern, and the geological structure is much more complex than in conventional reserves. The total thickness of the strata is tens and sometimes hundreds of meters. One of the difficult tasks is to select the correct reservoir considering that the fracture length will cover a limited number of layers. There are also many uncertainties in the process of determining PVT properties, vertical and lateral distribution of target reservoirs.

One of the key methods for developing such reservoirs is hydraulic fracturing, including multistage fracturing. Hydraulic fracturing technology implies creation of hydraulic fractures in the reservoir, which are subsequently filled with propping agent (proppant). The longer and more frequent the fractures, the larger the drainage area, allowing more hydrocarbons to be produced. The applicability of multistage fracturing technology depends on the reservoir porosity and permeability and fracture design (distance between stages, fracture half-length) [1–4].

The main target reservoir Ach18 expands across the entire Yamburgskaya area. This reservoir is characterized by high thickness with internal high heterogeneity due to the multilayer origin of these sediments. The clay bridges identified within the reservoir are not thick (from 1 m in the distal and medial parts of the alluvial fans, to 30 m in the slope part). The reservoir has a good connectivity and considered as a single reservoir.

The parameters of the target reservoir Ach18: total reservoir thickness 80 m, effective thickness 49 m, permeability 0.09 mD, porosity 13%, reservoir pressure 650 atm, reservoir temperature 106 °C.

A simulation of the geological section along the horizontal well path is shown in fig. 1; the figure also shows the offset exploration well.

гидродинамически связан и рассматривается как единый.

Параметры целевого пласта Ач18: общая мощность пласта 80 м, эффективная мощность 49 м, проницаемость 0,09 мД, пористость 13%, пластовое давление 650 атм, температура пласта 106 °С.

На рис. 1 приведена модель геологического разреза вдоль траектории горизонтальной скважины, на рисунке также показана опорная разведочная скважина.

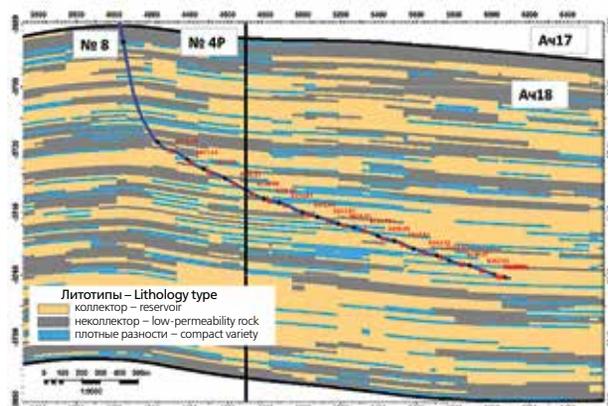
Для ускорения подтверждения эффективности конструкции скважины, подтверждения возможности строительства протяженных горизонтальных участков и спуска хвостовика в условиях аномально высокого пластового давления, а также испытания работоспособности технологии бурения с управляемым давлением на закрытой системе циркуляции (МРД) было принято решение об увеличении длины горизонтального участка скважины до 1800 м.

Технологическое решение удалось успешно реализовать – длина новой пробуренной скважины на Ямбургском месторождении составила 6500 м. Длина открытого ствола от башмака обсадной колонны Ø178 мм до проектной глубины составила 2454 м. Последние 450 м горизонтального участка были пробурены с технологией МРД, позволившей снизить плотность раствора при бурении.

После окончания бурения и подготовки ствола скважины были безаварийно выполнены работы по спуску хвостовика диаметром Ø114 мм и длиной 2714 м. Использование подвески хвостовика с возможностью вращения позволило произвести спуск до проектного забоя.

На сегодняшний день это самая глубокая горизонтальная одноствольная скважина в Компании. Уникальность скважины – сложные исходные геолого-технические условия, в которых был поставлен данный рекорд. Конечная цель проекта – с наращиванием технологической сложности в условиях ачимовских отложений с АВПД через испытание различных технологий заканчивания подобрать оптимальный сценарий. В настоящий момент по номинальным преимуществам наиболее предпочтительной представляется технология установки на кабеле пробок и выполнения ПВР в одну СПО для последующего производства стадии ГРП (PDP, или pump down plug&perforator). Перспектива возможности работы по проекту в горизонтальных стволах любой длины и производства неограниченного количества стадий ГРП – желаемый образ технологий, обладающий хорошими экономическими показателями, но пока отказываться от ГНКТ преждевременно.

Другим немаловажным этапом в цикле работ является реализация программы гидроразрыва пластов. Ограниченная инфраструктура, удаленность основных баз обслуживания, низкие температуры окружающей среды и сильные ветра в совокупности с особенностями крупнотоннажного ГРП превращают обычную работу по гидроразрыву



**Рисунок 1 – Модель геологического разреза вдоль траектории горизонтальной скважины**

**Figure 1 – A simulation of the geological section along the horizontal well path**

It was decided to increase the length of horizontal section up to 1800 m in order to speed up validation of well design efficiency, confirm feasibility of drilling long horizontal sections and running the liner in conditions of extremely high reservoir pressure, as well as to test the performance of the technology of measured pressure drilling (MPD) with the closed circulation system.

The technology solution was successfully implemented – the length of the new well drilled at the Yamburgskoye field amounted to 6,500 meters. The length of the open hole from the Ø7-inch casing shoe to the target depth was 2454 m. The last 450 m of the horizontal section was drilled with MPD technology to reduce mud density while drilling.

After drilling and wellbore preparation, Ø4.5-inch liner with length 2,714 m was run accident-free. The use of a rotatable liner hanger made it possible to run the liner down to the target depth.

Currently this is the deepest horizontal single-borehole well in the Company. The uniqueness of the well is in the complex initial geological and technical conditions in which this record was set. The ultimate goal of the project is to select the optimum technology by testing different completion technologies with increasing technological complexity in the Achimov reservoirs with extremely high reservoir pressure. At the moment, in terms of nominal advantages, the most preferable technology seems to be running plugs on the cable and performing perforation in one run for subsequent hydraulic fracturing stage (PDP or "pump down plug&perforator"). The prospect of being able to develop the reservoir with horizontal boreholes of any length and performing an unlimited number of fracturing stages is a desired image of technology with good economics. However, it is still premature to abandon coiled tubing technology.

Another important stage in the work cycle is the implementation of the hydraulic fracturing program. Limited infrastructure, the remoteness of major service bases, low ambient temperatures and high

в чрезвычайно напряженную операцию, цену ошибки которой сложно переоценить. Вследствие агрессивных условий закачки нередко были выходы из строя оборудования, и сервисная компания прикладывала немалые усилия для обеспечения бесперебойной работы. Достигнутая скорость закачки проппантно-гелевой смеси составила  $6 \text{ м}^3/\text{мин}$ .

Периоды похолодания до температуры  $-50^\circ\text{C}$  и ниже и последующим потеплением с неизбежными метелями вносили каждый раз серьезные коррективы в процессы водоподготовки, погрузочно-разгрузочных работ – график выполнения программы смещался «вправо».

Фотография расстановки флота ГРП на кустовой площадке представлена на рис. 2.

Другой несколько неожиданной проблемой в «краю бесчисленных озер и болот» стал поиск подходящего источника воды для ГРП, которые отличались небольшой глубиной и склонны были к практически полному промерзанию в зимние месяцы.

Данный вопрос в свете освоения ачимовских отложений северного кластера еще раз говорит о важности другой исследовательской работы, которую ведет Компания, о поиске нечувствительных к качеству воды рецептур химреагентов для целей ГРП.

При выполнении программы ГРП в ходе производства 18 стадий массой проппанта отдельных стадий 250 т всего в пласте Ач18 было размещено 2800 т. В горизонтальной части скважина представлена нецементированным хвостовиком с гидравлическими заколонными пакерами. Как известно, первые интервалы носочной области горизонтальных скважин, по статистике, имеют более низкую технологическую успешность с точки зрения инициации трещины и производства ГРП. В связи с этим интервал стадии № 1 содержал 2 муфты ГРП: одну с разрывными дисками и стандартную шаровую. Для стадий № 2–15 были предусмотрены стандартные сдвижные шаровые муфты. В интервале стадий № 16–18 предусмотрены полнопроходные многократного действия муфты ГРП, активация/деактивация которых происходит при помощи ключа на ГНКТ. Последующие работы с муфтами ППМ с позиции выполнения ГРП не вызвали каких-либо затруднений, в то же время возник вопрос обеспечения герметичности в широком диапазоне давлений и работоспособности муфт на несколько циклов открывания/закрывания в сложных условиях проекта. Необходимо отметить, что работы с участием ГНКТ также требуют выполнения тщательных подготовительных мероприятий, направленных на предотвращение сбоя и недопущение инцидентов.

Плановая масса проппанта по стадиям по мере опробования различных технологических решений в области дизайна ГРП возрастала с 150 до 350 тонн с сохранением распределения по фракционному составу: 35% – 20/40, 65% – 16/20.



**Рисунок 2 – Расстановка флота ГРП на кустовой площадке**

**Figure 2 – Layout of hydraulic fracturing fleet at the well pad**

winds, combined with the complexity of massive hydraulic fracturing – all this turn a routine hydraulic fracturing into an extremely hard operation. The cost of mistake during such operation can hardly be overestimated. Due to the harsh pumping conditions, equipment failures were frequent and the service company worked hard to ensure uninterrupted operation. The achieved injection rate for proppant-gel mixture was  $6 \text{ м}^3/\text{мин}$ .

Periods of cooling to  $-50^\circ\text{C}$  and below and the subsequent warming with the inevitable snowstorms made each time serious adjustments to the process of water treatment, loading and unloading – the schedule of the program shifted “to the right”.

Fig. 2 shows a photograph of the layout of hydraulic fracturing fleet at the well pad.

Another quite unexpected problem in the "land of countless lakes and swamps" was finding a suitable source of water for hydraulic fracturing. Available sources were shallow and prone to almost complete freezing during the winter months.

In terms of development of the Achimov deposits in the northern cluster, this issue once again demonstrates the importance of another research effort the Company is undertaking – development of water quality-insensitive chemical formulations for hydraulic fracturing purposes.

During the fracturing program of 18 stages with 250 tons of proppant in some stages, a total of 2800 tons was injected in the Ach18 reservoir. In the horizontal section, the well is represented by an uncemented liner with hydraulic open-hole packers. It is known that statistically fracture initiation and propagation is less efficient in the first intervals at the toe depth of horizontal wellbore. In this regard, there were 2 fracturing sleeves for stage 1: burst disc sleeve and a standard ball-drop sleeve. Stages 2–15 were performed with standard ball-drop sleeves. Stages 16–18 were performed with full-bore re-usable sliding sleeves. Activation/deactivation was performed using a key on the coiled tubing. Fracturing with full-bore sleeves was performed without complications. One of the key tasks was to ensure tightness in a wide pressure range and sleeves efficiency for several cycles of opening/closing in difficult conditions. It should be noted that operations involving coiled tubing also

Полимернопокрытый проппант для закрепления призабойной зоны не применялся.

Центром компетенций по ГРП Научно-технического центра «Газпром нефти» совместно со специалистами сервисной компании проведена значительная работа по оптимизации рецептур рабочих жидкостей и расписания закачки проппанта. Лаборатория по контролю качества проппанта и жидкости ГРП представлена на рис. 3.

Так, при старте проекта концентрация гелеобразователя составляла стандартно  $4,2 \text{ кг/м}^3$ , в настоящее время рабочая загрузка –  $3,8 \text{ кг/м}^3$ . Проводится планомерная работа по повышению концентрации деструкторов, в том числе с учетом неполного нагревания жидкости ГРП до пластовой температуры непосредственно в трещине ГРП в течение закачки ГРП. Коэффициенты, характеризующие соотношение жидкости и проппанта, долю буферной стадии, также соответствуют лучшим практикам региона работ.

Подготовительная работа лабораторных испытаний рабочей жидкости, нахождение вискозиметра-реометра на месторождении, мероприятия по контролю работы оборудования и качества жидкости ГРП позволили успешно выполнить все операции ГРП. Нарботанная практика в условиях ачимовских отложений в условиях АВПД позволяет говорить о наличии потенциала у стандартной системы жидкости с точки зрения дальнейшей оптимизации.

При производстве работ на скважине применялся протектор фонтанной арматуры, к которому также в ходе выполнения работ накопились вопросы по модернизации и безопасному выполнению работ. В текущих характеристиках протектора работа на более высоких скоростях закачки и рабочих давлениях обработки невозможна.

Другое устройство, возможность применения которого будет рассматриваться на последующих работах – глубинный датчик давления, передающий данные в режиме реального времени. Работа с емкостями на различной температуре воды, колебания в вязкости линейного геля, изменение трений по трубе как жидкости, так и геле-проппантной смеси делают крайне ограниченной возможность не только оперативного, но и достаточно обоснованного реагирования на колебания устьевого давления.

Корректный детальный анализ трений по трубе и элементам компоновки горизонтальной части скважины статичен – возможен только после остановки закачки, но и тогда он не дает той точности, которую обеспечивает глубинный датчик давлений.

Типовой график закачки ГРП на проекте «Ямбург» представлен на рис. 4.

В настоящий момент скважина после завершения работ по многостадийному ГРП запущена в работу в фонтанном режиме. Запланирован комплекс исследований для уточнения перспектив проекта «Ямбург» в целом и выполнения дальнейших мероприятий.

require thorough preparations to prevent failures and incidents.

As various technological solutions in the fracturing design were tried out, the planned proppant mass per stage increased from 150 to 350 tons, while the fractional composition was maintained: 35% – 20/40, 65% – 16/20. No polymer-coated proppant was used.

The Hydraulic Fracturing Center of Gazprom Neft Science and Technology Center together with the service company specialists carried out considerable work to optimize the formulation of process fluids and the proppant injection schedule. Fig. 3 shows the laboratory set-up for monitoring the proppant and frac fluid quality.

At the start of the project the concentration of the gelling agent was  $4.2 \text{ kg/m}^3$  as standard. At present the working concentration is  $3.8 \text{ kg/m}^3$ . Systematic work is carried out to increase the concentration of breakers, considering the incomplete heating of frac fluid in the fracture up to formation temperature during injection. The fluid to proppant ratio and the proportion of the buffer stage are also in line with best practices in the region of operations.



**Рисунок 3 – Пример организации контроля качества проппанта и жидкости ГРП**

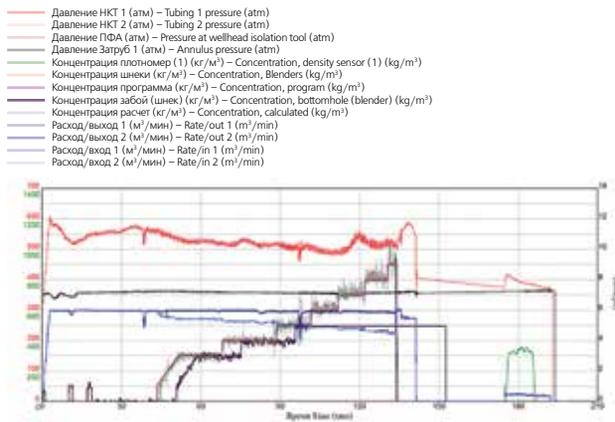
**Figure 3 – Example of monitoring the proppant and frac fluid quality**

Preparatory laboratory testing of frac fluid, finding a viscosimeter-rheometer at the field, measures to control equipment operation and quality of frac fluid – all this made it possible to successfully perform all the fracturing stages. The experience gained in the conditions of Achimov deposits at extremely high reservoir pressure discovered the potential for further optimization of the standard fluid system.

The job also provided recommendations to improve safety and upgrade the wellhead isolation tool that was used during operation. Operation at higher injection rates and working pressures is not possible with the current tool characteristics.

The other tool that will be considered for further operations is a depth sensor transmitting data in real time. Operation with tanks at different water temperature, fluctuations in viscosity of linear gel, changes of friction along the pipe for both fluid and gel-proppant mixture – these complications severely limit the ability for quick and reasonable response to wellhead pressure fluctuations.

Correct detailed analysis of friction along the pipe and horizontal completion elements is static – it is possible only after pumping is stopped, but even



**Рисунок 4 – Типовой график закачки ГРП на проекте «Ямбург»**

**Figure 4 – Typical fracturing injection schedule for the Yamburg project**

Касательно целей, стоящих перед проектом по определению оптимальной системы заканчивания для ачимовских отложений с АВПД Ямбургского месторождения, можно подвести следующие промежуточные итоги выполненных задач:

- учитывая сложность и высокую ресурсоемкость выполняемых операций, необходимо постоянное квалифицированное инженерно-техническое обеспечение со стороны сервисных компаний;
- необходима тщательная подготовка задействованного персонала, оборудования, расширенные матрицы рисков, проработка вопросов бесперебойного обеспечения ЗИП, топливом и материалами ГРП, возможности оперативной замены вышедшего из строя оборудования;
- стандартная шаровая компоновка отработала штатно; для проведения ПГИ требуется фрезерование седел муфт ГРП;
- полнопроходные муфты ГРП многократного действия, активируемые ключом на ГНКТ, не подтвердили возможности обеспечения герметичности закрытых ранее простимулированных интервалов;
- контроль качества жидкости, лабораторное тестирование и полевые работы показывают наличие потенциала на дальнейшую оптимизацию жидкости ГРП;
- дальнейшее увеличение скорости закачки и вместе с этим рассмотрение иных смежных технологических решений по ГРП при текущей конструкции скважины и обвязке устья невозможно, требуется пересмотр;
- для возможности оперативного реагирования на изменяющиеся условия закачки ГРП и анализа параметров ГРП требуется глубинный датчик давления;
- требуются надлежащим образом проверенные дополнительные источники воды для бесперебойного производства крупнотоннажных ГРП.

then it does not provide the accuracy that the downhole pressure sensor provides.

Fig. 4 shows the typical injection graph at the Yamburg project.

At the moment, after multistage fracturing the well is running in a free-flow mode. A series of studies has been planned to clarify the prospects for the Yamburg project as a whole and to carry out further operations.

As for the objectives of the project to determine the optimal completion technology for the Achimov deposits at high reservoir pressure, the following intermediate results of the completed tasks can be summarized:

- given the complexity and high resource intensity of the operations performed, continuous qualified engineering support from service companies is required at all times;
- thorough training of the personnel, preparation of all the equipment involved, extended risk matrixes, uninterrupted provision of spare parts, fuel and materials for fracturing, possibility of quick replacement of damaged equipment are required;
- the standard ball-drop completion worked perfectly; the logging operation requires milling of the sleeves` seats;
- full-bore re-usable fracturing sleeves activated using a CT key have not confirmed the capability of ensuring the tightness of previously stimulated closed intervals;
- fluid quality control, laboratory testing and field operation show the potential for further optimization of the fracturing fluid;
- the current well design and wellhead equipment do not allow for further increase in injection rate and consideration of other similar fracturing technology solutions, a revision is required;
- a downhole pressure transducer is required to be able to respond quickly to changing injection conditions and to analyze fracturing parameters;
- additional properly verified water sources are required to carry out uninterrupted massive fracturing.

#### ЛИТЕРАТУРА/REFERENCES

1. Экономидес М., Олини Р., Валько П. Унифицированный дизайн гидроразрыва пласта: от теории к практике/Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2007. – 236 с.
2. Сабитов Р.М., Багаев А.Н. Проведение поинтервального ГРП с использованием технологии растворимых шаров в качестве потокоотклонителей// Экспозиция нефть газ. – № 3. – 2017. – С. 34–38.
3. Постнов А.А., Оганов А.С. Точечная стимуляция при многоэтапном разрыве пласта//Нефть, газ и бизнес. – № 6. – 2015. – С. 24–27.
4. Говзич А.Н., Билинчук А.В., Файзуллин И.Г. Опыт проведения многостадийных ГРП в горизонтальных скважинах ОАО «Газпром нефть»//Нефтяное хозяйство. – № 12. – 2012. – С. 59–61.

# Будущее технологии ГРП в области операционной эффективности, промышленной безопасности и автоматизации управления. Ключевые технологии для создания автономной площадки для проведения ГРП

## The Future of Operational Efficiency, Safety Controls and Administrative Automation on a Fracturing Site – Evolving to an Autonomous Frac Site Through Enabling Critical Technologies

Чад Ван БУСКЕРК, инженер, SPEС, Intelligent Wellhead Systems

Chad Van BUSKIRK, P.Eng, SPEС, Intelligent Wellhead Systems

*Публикация подготовлена на основе выступления автора на 21-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы» (26-27 ноября 2020 года, Москва).*

*The publication was prepared on the basis of the author's speech at the 21<sup>st</sup> International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference (November 26-27, 2020, Moscow).*

### АННОТАЦИЯ

Автоматизация рабочих процессов на устьевой площадке при проведении ГРП традиционно является сложной задачей из-за постоянной смены схем расстановки на устье, скважинных условий, оборудования и поставщиков. Флот ГРП обладает высокой мобильностью, устьевое оборудование устанавливается только временно. Ликвидация аварий, происходящих из-за человеческого фактора при проведении ГРП по технологии Plug & Perf, может быть причиной потери тысяч долларов и несчастных случаев, которых можно было избежать.

По аналогии с процессами принятия решений в смежных отраслях основной задачей обычно является минимизация риска, другими словами, автоматизация процесса и сокращение влияния человеческого фактора. Как правило, у добывающих компаний нет полных и точных данных о сложных внутрискважинных работах, которые проводятся одновременно. Поэтому загрузить эти данные в компьютеры или алгоритмы для автоматизации не представляется возможным. Для этого необходимо разработать систему сбора данных, которая обеспечит беспрецедентный уровень точности, надежности и непрерывности. Это позволит автоматизировать рабочие процессы и исключить человеческий фактор.

Для цифровизации работы с оборудованием для контроля давления была разработана

### ABSTRACT

Historically, it has been a considerable challenge to automate processes on a fracturing site. Numerous obstacles such as inconsistent layouts, environments, equipment and vendors on these mobile and 'temporary plant sites' have delayed the automation of critical procedures. Human-caused incidents on a plug-and-perf fracturing operation have led to diversion of critical path activity, well-control events, hundreds of thousands of dollars lost and avoidable safety events. Analogous to decision-critical-processes in similar industries, the solution is typically to engineer-out the risk – in other words, to automate the process and avoid human errors. Oil & gas operators traditionally did not have complete and trustworthy data on their complex simultaneous operations to allow computers, algorithms or control systems to take over aspects of the operation. To automate critical-decisions, oil & gas operators must demand control systems that deliver an unprecedented level of visibility, consistency, and trust- allowing automation to infiltrate their operational processes, thereby eliminating human error.

A wireline detection tool was designed to give operators and service companies a digital window inside the pressure control equipment. This technology was then coupled with an engineered control system with valve interlocks at the accumulator – no longer could valves be operated if critical parameters were not met; furthermore,

технология определения наличия кабеля в превенторе, которую могут использовать как добывающие, так и сервисные компании. Затем разработанную технологию совместили с системой блокировки задвижек, в рамках которой при выходе основных параметров за границы допустимых пределов происходит закрытие задвижек, что дает возможность выбрать безопасный вариант дальнейших действий. Затем технологию усовершенствовали и включили возможность получения данных со всех датчиков на площадке в режиме реального времени. Объединенные данные, полученные в реальном времени, позволяли провести проверку состояния оборудования. Это обеспечило высокий уровень надежности технологии, что является важнейшим фактором для автоматизации основных процессов. На текущий момент подтверждение всех основных процессов перед принятием важных решений производится с помощью цифровой подписи. Это сыграло ключевую роль для создания автономной площадки для проведения ГРП.

## ЗАДАЧИ И ПРЕДМЕТ ИССЛЕДОВАНИЯ

Автоматизация процессов при проведении ГРП включает 3 уровня:

**1. Сбор данных и автоматизация мониторинга** – синхронный сбор и передача данных с устройств разных поставщиков на площадке.

Как правило, уникальные массивы выходных данных от каждого устройства хранятся отдельно друг от друга в отдельных базах данных. В рамках разработанной технологии сбор и хранение всех входных данных производится в единой базе данных. Выходные данные получают из разных источников: устье скважины, манифольды, соседние скважины, информация с кабеля, насосов, оборудования ГРП. Обычно передача данных с устройств происходит с помощью кабелей, интернета вещей или облачных решений. Затем данные собираются в пограничном сервере или облаке. Такой подход к управлению данными в реальном времени обеспечивает беспрецедентный уровень владения информацией на рабочей площадке.

**2. Автоматизация административных задач** – повышение эффективности путем исключения рутинных и повторяющихся задач по вводу, аналитике и представлению данных.

Стандартизированные данные (полученные один раз, используемые много раз) позволяют получить точные базовые значения для создания структурированной базы данных. Затем эти данные, полученные с датчиков и интерфейсов от разных поставщиков, переводятся в признанные отраслевые стандарты форматирования (например, стандарт IPDS – International Petroleum Data Standards). Затем производится нормализация данных для повышения их точности. После этого вся полученная информация хранится, анализируется и передается на корпоративное

sequences could be defined to proceed safely with critical operations. This technology bundle then evolved to include real-time data from all digital services on-site. Merged real-time data enabled further system checks, earning trust – crucial to permit decisions to automate critical processes. Currently, critical processes are verified through a digital sign-off procedure, or digital handshake, before critical decisions can move forward. The stage has been set for the automated frac site.

## OBJECTIVES/SCOPE

Automation of processes on a fracturing site involves 3 levels:

**1. Data aggregation and surveillance automation** – the time-synchronous retrieval and convergence of multiple vendors digital data on site. Traditionally, each unique vendor output unique data sets that were presented separately from each other and stored in siloed databases. A vendor agnostic approach is used to capture all services digital inputs. Digital service outputs include but are not limited to digital wellheads and manifolds, frac crew(s), wireline crew(s), pump down crew(s), offset wells, and water services data. Data is typically retrieved via IIOT, physical cables, or cloud solutions providers then aggregated using edge server and/or cloud capabilities. This orchestration, databasing, and real-time display allows an unprecedented level of communication on site.

**2. Automating administrative tasks** – generating efficiencies by eliminating mundane and repetitive data entry, reporting, and analytical tasks.

Using standardized data that is ‘populated once, used many times’ allows clean reference values to populate structured database architecture. This data is auto populated from sensors and vendor interfaces, and crucially, data is then translated into industry recognized formatting standards (i.e. IPDS, International Petroleum Data Standards). Once normalized, trustworthy data exists, algorithms and/or API's (Application Programming Interfaces) can be used to create, store, move, analyze and transact this interoperable information to enterprise software. Improved data quality facilitates analytics, machine learning tools and artificial intelligence to develop insight into operational data and reveal hidden value opportunities. These information streams can also facilitate predictive analysis and enable critical warnings and alarms.

It is recognized that the completions space has a maturing service industry deeply focused on these first two subjects of automation – as there are many providers evolving successfully in this space. With that in mind, this paper and presentation focuses on the automation of physical processes during SIMOPS. The ‘autonomous fracturing site’ may be a magnification in terminology – however, in today's market, the completions industry has never been more primed to elevate efficiencies in safety, head count, operations and administrative tasks through automation. The pieces required are being assembled

программное обеспечение с помощью алгоритмов и/или программных интерфейсов приложений (API). Повышение качества данных дает возможность получить полную информацию об эксплуатационных параметрах и выявить скрытые параметры с помощью аналитики, инструментов машинного обучения и искусственного интеллекта. Также эта информация позволяет провести прогнозный анализ и установить оповещения и предупреждения о превышении допустимых значений.

Нельзя не отметить, что основное внимание в нефтегазовой отрасли уделяется этим первым двум уровням автоматизации, поскольку на текущий момент существует множество поставщиков оборудования заканчивания. Поэтому в данной статье основное внимание уделяется автоматизации физических процессов во время совместных производственных операций. Термина «автономная площадка ГРП» ранее не существовало. Однако на текущем рынке заканчивания скважин и ГРП появился большой спрос на автоматизацию процессов для повышения безопасности, сокращения численности персонала, повышения эффективности работ и выполнения административных задач. Современные решения позволяют компаниям обеспечить полную автономность производственных процессов.

Контроль данных осуществляется путем сбора данных, отображения на панелях управления и аварийных сигналов. Однако, к сожалению, человеческий фактор продолжает оказывать большое влияние, в результате чего происходят аварии – например, может быть закрыт не тот клапан или задвижка. В этом случае последствия могут быть серьезными. Закрытие буферной задвижки на кабеле может не только привести к ремонтным работам стоимостью от 3 до 8 млн рублей, но и остановить добычу. Закрытие нецелевой задвижки во время ГРП может нарушить порядок работ и задержать ввод скважины в эксплуатацию. Однако более серьезным последствием может быть повреждение оборудования или нарушение промышленной безопасности. Поэтому повторяющиеся задачи в сложных операциях являются наиболее оптимальным типом задач, которые необходимо автоматизировать.

После автоматизации на первых двух уровнях – сбор и отображение данных – можно переходить к третьему уровню – автоматизация физических барьеров для повышения операционной безопасности. Для исключения человеческого фактора используются интегральные матрицы принятия решений и системы обратной связи.

**3. Автоматизация физических процессов** – контроль над задвижками, клапанами и другим оборудованием. Этот уровень является ключевой составляющей автономной площадки ГРП.

На этом уровне система не только осуществляет

to will enable autonomy once operators become ready within their organizations.

Despite the value of operational surveillance through data aggregation, dashboard displays, alerts and alarms, unfortunately human error continues to plague operations and the wrong valve is closed. The consequences are severe for getting this wrong. Closing a crown or swab valve on wireline can not only initiate recovery operations costs that range from \$45K to \$110K, but interrupt operational flow, and delay production. Closing the wrong valve during highpressure fracturing operations can also disrupt operational cadence, and delay production, but the safety and equipment damage risk is catastrophic. Repetitive tasks within complex operations are optimal automation contenders.

Using the data compiled and displayed in these first two levels of automation, a third level of engineered validation controls is possible – physical barriers and controls that improve process safety. Integral decision matrices and feedback loops proceed to engineer-out human error.

**3. Automation of physical processes** – physical control of valves and equipment controls – vital components of an autonomous frac site. Using data aggregation and dashboards, this automation theme leaps past common surveillance and reports; it initiates physical barriers and controls on a fracturing site. These barriers are akin to a master lock-out, tag-out padlock whereby the master barrier cannot be removed until all other ‘checks’ are performed, and lock-outs removed – only then can the physical action take place.

## METHODS, PROCEDURES AND PROCESS

An engineered controls project was initiated that relied on validation checks to ensure ‘the state of the operation’ was verified and trusted before any physical manipulation of equipment – a sequence of process control checks. Barriers to automation adoption in any industry consistently include trust challenges. In a paper addressing barriers to change in autonomous vehicles, KPMG (2019) concluded “how we govern each technological component of an autonomous vehicle – including its hardware, software and data – is essential to gaining trust. And since each component relies on the next to operate, even more important is how we govern all of them as a whole.” This approach is translatable to engineered controls on an oilfield completions site and was wholly applied – each component relied on a sequence control check of the former component before it is operated.

5 components of trust are identified by Geoffrey Cann that may create the barriers of adoption of smart machines in digitized oil and gas operations (Cann, 2019). Cann reminds us that these 5 components are essential to maintain the ‘social contract’ for digital innovation: Competence, Reliability, Transparency, Aligned Integrity, Aligned Accountability.

The innovation of these engineered controls embraced these concepts as the system was developed,



## ГРУППА ФИД - ВАШ ПАРТНЁР В ОБЛАСТИ ОБОРУДОВАНИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА

20  
ЛЕТ

ОПЫТА



ИЗГОТОВЛЕНИЕ  
ПО ИНДИВИДУАЛЬНОМУ  
ТЕХНИЧЕСКОМУ ЗАДАНИЮ



ШИРОКАЯ СЕТЬ  
СЕРВИСНЫХ ЦЕНТРОВ



АВТОРИЗИРОВАННЫЙ  
СЕРВИСНЫЙ ЦЕНТР  
ПО РЕМОНТУ И  
ОБСЛУЖИВАНИЮ НАСОСОВ  
ВЫСОКОГО ДАВЛЕНИЯ  
ПРОИЗВОДСТВА SPM



**НАШИ ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ  
ДЕЛАЮТ БЕЗГРАНИЧНЫМИ  
ВАШИ ВОЗМОЖНОСТИ!**



## РАЗРАБОТКА И ПРОИЗВОДСТВО ОБОРУДОВАНИЯ:

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



**ОТ ИНСТРУМЕНТА ДО КОМПОНОВОК**

сама осуществляет управление оборудованием. Все физические барьеры в скважине похожи на главный замок с уникальным мастер-ключом. Главный барьер не может быть открыт, пока не проведены все проверки и не сняты все блокировки, и только после этого производится физический процесс по открытию главного барьера.

## МЕТОДЫ, ПРОЦЕДУРЫ И ПРОЦЕССЫ

Для реализации проекта была спроектирована система контроля за оборудованием на основе проверок достоверности данных. Серия таких проверок подтверждает достоверность данных перед любым физическим управлением оборудованием. Проверка достоверности данных для автоматизации является сложной задачей в любой отрасли. В статье компании KPMG (2019) об автоматизации беспилотных автомобилей сделан вывод о том, что «для получения достоверных данных необходимо управлять каждым технологическим компонентом беспилотного автомобиля, в том числе программным обеспечением, аппаратными средствами и данными». Каждый компонент системы зависит от предыдущего компонента. Поэтому необходимо управлять всеми компонентами в совокупности. Этот подход был применен для автоматизации работ на нефтяных и газовых скважинах: управление каждым компонентом системы проводилось после серии проверок предыдущего компонента.

Джеффри Канн выделил 5 этапов проверки достоверности данных, которые позволяют использовать машинное обучение для цифровизации нефтегазовой отрасли. Автор подчеркивает, что для применения в нефтегазовой сфере необходимо внедрить все 5 этапов: компетентность, надежность, прозрачность, цельность, отслеживаемость.

При разработке, испытании и коммерческом внедрении представленной системы были учтены все указанные этапы. Для безопасного управления основными клапанами и задвижками были проведены детерминированные испытания и проверка достоверности. Это позволило выполнить серию из нескольких решений и автоматизировать основные процессы. В детерминированных испытаниях один и тот же тест в одинаковых условиях дает одинаковые результаты. Затем логическая схема действий была доработана: следующий шаг мог быть выполнен только после подтверждения предыдущего шага. Таким образом, проверка достоверности данных каждого компонента системы выполнялась только после аналогичной операции в предыдущем компоненте.

### Проверка 1: Цифровизация оборудования для контроля над давлением

Ранее было невозможно подтвердить полное извлечение забойного инструмента на

tested, trialed and commercialized. In order to safely operate critical valves, deterministic tests and trust creation were crucial to permit a sequence of decisions and automate critical processes. In deterministic tests, the same test in the same conditions cannot output different results. Logic steps were then refined- the subsequent step could not proceed prior to a validation from the previous step. Reiterating this determination, trust in each component relied on the trust in the previous component in order to proceed.

### Control Check 1: A Digital Window Inside Pressure Control Equipment

In the past there has been no way to verify with certainty that tools are out of hole. For example, confirming the wireline perforating gun assembly is above and clear of the wellhead. This has led to shearing events of equipment, NPT remedial activities off the critical path and cost overruns.

Proprietary technology using a sensor array (Figure 1) was applied to remove guessing the presence of pipe, wireline or BHA's in the pressure control equipment. Risks could be foreseen with this insight, and confirmation of vacant pipe could finally be checked off. For example, this validated that the crown/swab valve could be actuated closed without cutting wire line or shearing a BHA, additionally safely allowing increased pulling speed. (Note: this technology also proved versatile and applicable to coiled tubing, intervention and offshore applications).

### Control Check 2: A Physical Barrier, The Digital Handshake and Valve Actuator Interlocks

The proprietary spool technology was then coupled with an engineered control system, valve interlocks at the accumulator. No longer could valves be operated if critical parameters were not met; furthermore, sequences could be defined to proceed safely with critical operations.

Below is an example of a valve unlock logic path (Figure 2). The logic:

- Retrieves the state of the well activity from operational data, which in the case below is a wireline operation.
- The Sequence Control Check 1 is then verified via operational data and the Digital Window information to confirm the tool is out of the hole or whether the tool is in the hole in the lubricator, but above the crown/swab valve.
- The hydraulic interlock, via the SIMOPS communication interface, is then given the permit to unlock/deactivate.
- A digital triple-handshake permission sequence (wireline operator, valve operator, and well site supervisors) then hydraulically unlocks and a 'green' visual is given to the operator at the valve bank (Figure 3 below).

Complementary logic works when a well is being fractured; when the pressure exceeds a frac threshold the hydraulic interlocks are engaged.

### Control Check 3: Valve Actuation and Position Verification Checks

The spool and interlock technology bundle then evolved to include real-time data from all digital services on-site. This included a combination of third-party

поверхность. Например, было невозможно подтвердить, что перфорационная компоновка на кабеле полностью извлечена и находится над устьевой арматурой. Отсутствие этой информации приводило к срезанию элементов компоновки, ремонтным работам, потере времени и увеличению затрат.

Для исключения неопределенности о наличии трубы, кабеля или забойной компоновки в устьевой арматуре была использована запатентованная технология с матрицей датчиков. Эта технология позволяет подтвердить наличие оборудования в устьевой арматуре. Например, эта технология подтверждает возможность закрытия буферной задвижки с полным исключением риска срезания кабеля или элементов забойной компоновки, что позволяет увеличить скорость подъема из скважины (эту технологию также можно использовать для работ с колтюбингом или для работ на шельфе).

**Проверка 2: Физический барьер, цифровая подпись и блокировка задвижек**

Затем запатентованная технология с матрицей датчиков была объединена с системой блокировки задвижек. В рамках этой технологии при выходе основных параметров за границы допустимых пределов происходит закрытие задвижек, что дает возможность выбрать безопасный вариант дальнейших действий.

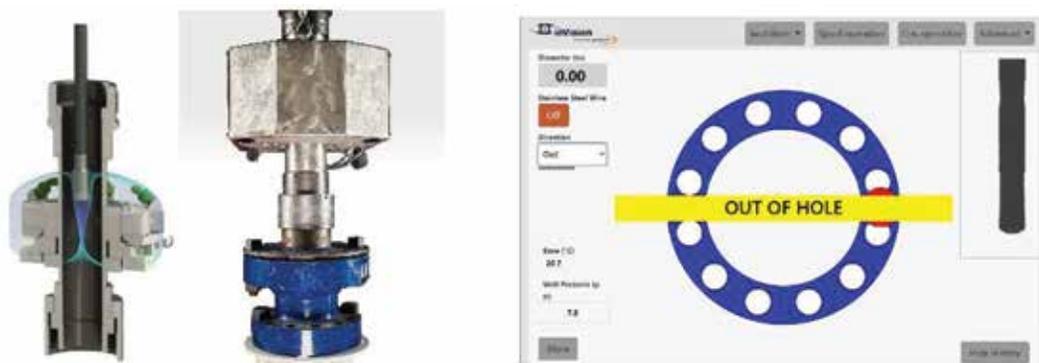
Ниже представлен пример логической схемы по открытию задвижки (рис. 2):

- Получение информации о типе скважинной операции из эксплуатационных данных – в данном случае операция с кабелем.
- Проверка 1 для подтверждения эксплуатационных данных и подтверждение положения инструмента: либо произведен полный подъем инструмента, либо инструмент в лубрикаторе над буферной задвижкой.
- Гидравлическая блокировка дает разрешение на открытие задвижки через интерфейс системы связи при совместных работах.
- Трехэтапная цифровая подпись (оператор кабельной установки, оператор задвижки, супервайзер на площадке) дает «зеленый» сигнал для оператора, управляющего задвижками (рис. 3).

Во время ГРП работает комплементарная логика. Когда давление превышает допустимый предел, происходит гидравлическая блокировка.

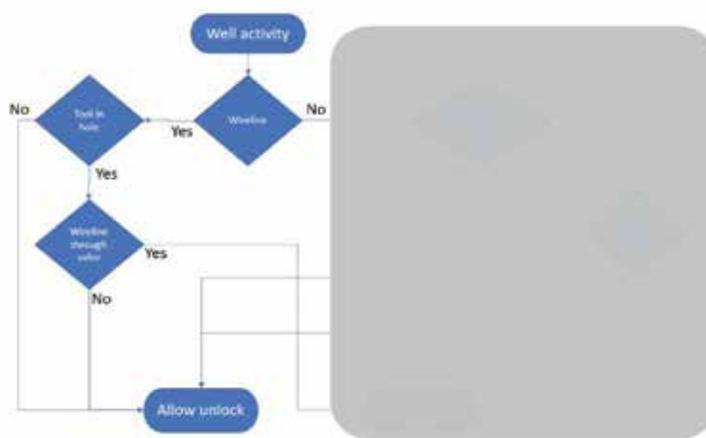
**Проверка 3: Управление задвижками и проверка положения задвижек**

Затем к технологиям проверки наличия



**Рисунок 1 – Запатентованная технология с матрицей датчиков и дисплеем HMI**

**Figure 1 – Proprietary Sensor Array Spool Technology and HMI Display**



**Рисунок 2 – Частичное представление логической схемы по открытию буферной задвижки**

**Figure 2 – Partial View of a Crown/Swab Valve Unlock Logic Path**

vendor data, off-the-shelf sensors, and proprietary sensors. Valve Position Sensor technology then allowed for a digital confirmation that a valve is open, closed or in-transition. Valve Position Sensors (Figure 4) on the wellheads united with wellhead pressure measurements to allow accurate digital twinning of the wellhead bank at the HMI (Human Machine Interface) onsite. In the HMI screenshot below (Figure 4), only information that is critical to onsite communication to the site operation is displayed. Here it can be seen, on the rightmost well:

- a tool is passing through the wellhead, which is on a perforation run for stage 1;
- valves are green (in the open position) permitting vertical access to the well;
- valves that are dark orange indicate closed (pump down and fracturing lines);
- red dot indications that the valve interlocks are engaged.

This merged real-time data of equipment onsite, enabled further system checks, fortifying trust.

**Control Check 4: Empower Real-time Controls and Dashboarding via Trustworthy Site-driven Operations Data**

оборудования в устьевой арматуре и автоматического закрытия задвижек была добавлена передача данных со всех цифровых устройств на площадке в реальном времени. Данные собирались со всех типов устройств: датчики от сторонних поставщиков, датчики серийного производства, а также собственные запатентованные датчики. Технология определения положения задвижки с помощью датчиков позволяет получить подтверждение положения задвижки: открытое, закрытое, промежуточное. Данные с датчиков положения на задвижках устьевой арматуры и с датчиков давления предоставляют точную информацию о группе скважин. Эта информация выводится на панель управления (автоматизированное рабочее место) на площадке. На рисунке 4 представлен скриншот панели управления, на которой отображается вся важная и необходимая информация. На этом рисунке можно увидеть состояние крайней правой скважины:

- инструмент проходит через устьевую арматуру (перфорационная компоновка для стадии 1);
- зеленым цветом обозначены открытые задвижки, которые открывают доступ в скважину;
- темно-оранжевым цветом обозначены закрытые задвижки на насосных линиях и линиях ГРП;
- красными точками обозначены закрытые задвижки.

Эти объединенные данные, предоставляющие информацию обо всем оборудовании на площадке в реальном времени, дают возможность проводить дальнейшие проверки, что повышает достоверность информации.

#### **Проверка 4: Управление в реальном времени, отображение достоверных эксплуатационных данных**

При автоматизации процессов ГРП с помощью петли обратной связи фактор времени играет важную роль. Персонал на площадке должен знать,

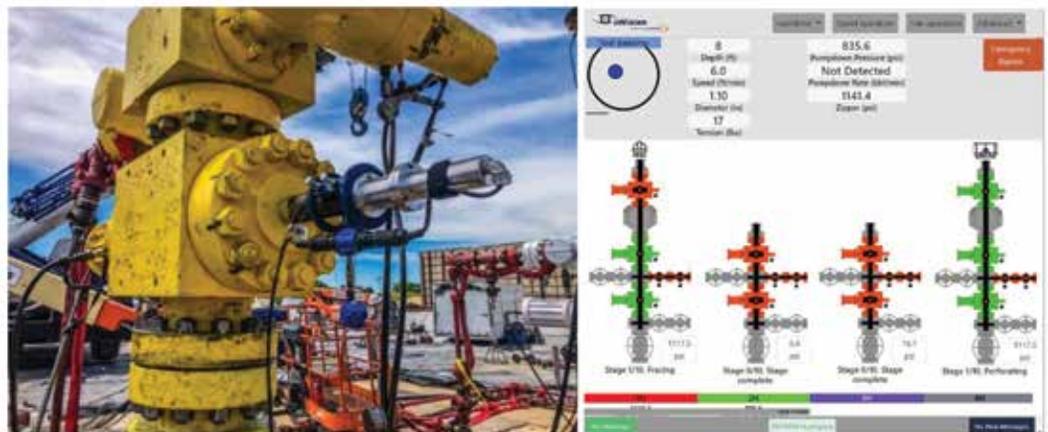


**Рисунок 3 – Интерфейс цифровой подписи, система контроля над давлением, привод задвижки**

**Figure 3 – Digital Handshake Interface & The Engineered Control System, Valve Actuator Interlocks**

When looking at feedback loops to automate controls on a fracturing site, factors of time matter. If a control check is to be trusted by operators, they must know response is near instantaneous.

Cloud computing and service uptime uncertainties make aggregating data remotely to feedback to operations controls onsite challenging. A site presence with rugged sensors, equipment, cabling and automation control center was essential (Figure 5). This physical durability assured that data was not only reliably collected at site, but transferred to control equipment immediately, captured with edge serving capabilities, and supplied with uninterrupted power.



**Рисунок 4 – Датчики положения задвижек, пример панели управления на рабочей площадке**

**Figure 4 – Valve Position Sensors, and an example of the site HMI (Human Machine Interface)**

With accurate and near instantaneous data now in-hand, straight from the sources onsite, the infrastructure for further real-time controls was built. This setup and accuracy generated further value as a holistic view of the site and digital twins of critical components of the operation were formed. A panoramic dashboard of the entire pad operation came into view.

Activity logs were now automated, as timestamps of digital handshakes verified the start and stop of activities, and valve position data and visuals formed the verification check. With the frac trees now

что система производит выполнение всех проверок и предпринимает физическое действие почти мгновенно.

Сбор данных и передача на панель управления является сложной задачей, если учитывать сложность облачных решений и вероятность отказа оборудования. Для надежной автоматизации всех процессов необходимо проверять работоспособность всех датчиков, оборудования и кабелей. Каждый элемент оборудования на площадке должен быть надежным. Только в этом случае можно обеспечить сбор и немедленную передачу всех данных на панель управления. Также необходимо обеспечить надежную работу пограничных серверов для хранения данных и бесперебойную подачу питания.

Сбор и мгновенная передача данных со всех устройств на площадке обеспечивает инфраструктуру для управления скважинами в реальном времени. Эта инфраструктура позволяет получить комплексное представление обо всех процессах на площадке и получить виртуальную копию основных этапов работы. Панорамное отображение данных на панели дает возможность управлять целым кустом скважин.

Автоматизация всех процессов обеспечивается через автоматическое ведение журнала операций, цифровую подпись для подтверждения начала и окончания действия, датчики положения задвижек для визуального подтверждения открытия/закрытия. Цифровизация устьевого арматуры ГРП позволяет получить цельную информацию без недостающих звеньев в масштабе всего куста. Данные с устройств различных поставщиков теперь объединяются и передаются на единую панель управления. При этом обеспечивается проверка качества данных. Единая панель управления отображает данные со всех ключевых компонентов (устьевая арматура, оборудование ГРП, кабельная установка, насосное оборудование). Эту систему можно использовать для цифровизации и других типов работ: водоизоляционные работы, контроль выноса песка, мониторинг соседних скважин (рис. 6).

В скором времени работы ГРП будут проводиться с использованием десятков тысяч датчиков от различных поставщиков. Такой большой объем разрозненной информации потребует создания единой независимой платформы. Кроме того, на скважинах уже используются неструктурированные данные (видео, IP-телефония). Эти данные необходимо также передавать на единую панель управления. Сбор и передача всех данных на единую панель и дальнейшая интеграция и конвертирование разрозненных данных позволит получить ценную информацию о текущем состоянии скважин. Единая панель управления объединяет данные со всех сервисов, и обеспечивает совершенную стандартизированную базу данных для проведения аналитики PD2A (аналитика данных нефтегазовой

digitized, there were no missing-links to this true, pad-level detail. Operational data from the various vendors onsite could now be merged to a hub with other vendor data streams and quality checked against the operation activities. This hub allowed a dashboard of all primary services data (digital wellhead, frac, wireline, pump down), and a home for other digitized services such as water services, sand management, and offset well monitoring (Figure 6) to name a few.

With frac sites soon to be equipped with tens of thousands of sensors from multiple vendors, and as a result, a deluge of data to catalogue; the need emerges to create a vendor agnostic platform. In addition, unstructured data (e.g. video, VOIP) is already streaming on completion sites and this data will need a destination in order to remain relevant to the operation. The solution was to congruently assemble this data at a hub and neutrally allow this integration to transform data into meaningful information (Figure 6).

The hub gave relevance to all services data, and once merged became part of a powerfully clean and



**Рисунок 5 – Настраиваемое, многоцелевое, износостойкое оборудование для контроля над скважиной**

**Figure 5 – Scalable, Versatile, Rugged Equipment and Control Center Packages**

standardized database to drive PD2A (Petroleum Data Driven Analytics). PD2A is a vast topic of the system and is not covered in the scope of this paper.

## RESULTS, OBSERVATIONS, CONCLUSIONS

This technology proves a valuable first step in building trust to integrate further innovations to the autonomous frac site. Repetitive tasks within complex operations, where mistakes pose risks to people, equipment, operations and budgets are ideal candidates to automate. Valve sequencing through

отрасли). Аналитика PD2A является отдельной обширной темой, в данной статье она не освещается.

## РЕЗУЛЬТАТЫ, НАБЛЮДЕНИЯ, ВЫВОДЫ

Представленная технология позволяет сделать первый шаг к внедрению инновационных решений для создания автономной площадки ГРП. При выполнении сложных работ существуют большие риски: отказ оборудования, угроза безопасности персонала, увеличение денежных затрат. Повторяющиеся задачи на таких операциях являются наиболее оптимальным типом задач, которые необходимо автоматизировать. Управление задвижками с использованием контрольных проверок, цифровых подписей и гидравлической блокировки исключает указанные риски и повышает эффективность работ. Технология, представленная в данной статье, позволяет сократить время простоя насосного оборудования во время ГРП (от команд «остановить закачку» до «сравнить линии», от команд «уравнять давления» до «начать закачку»). На каждой скважине технология позволила сократить длительность работ по открытию/закрытию задвижек на более чем 5 минут. Также технология позволяет сохранить целостность кабеля при проведении ГРП, что повышает эффективность работ.

Сложно рассчитать время, затраченное на ликвидацию аварий, связанных со срезанием кабеля во время ГРП или со скачком давления из-за ошибочного закрытия задвижки. Однако за последние несколько лет такие аварии случались многократно во многих компаниях. И добывающие, и сервисные компании осознают, к каким серьезным последствиям могут привести такие аварии. Все компании признают, что «на аутсорсинг можно передать всё, кроме ответственности» (Henderson, D., Earley, S., & Sebastian-Coleman, L. (Eds), 2017), поэтому крайне важно исключить такие аварии. Запатентованная технология обеспечивает полное цифровое управление над оборудованием для контроля давления с помощью физических барьеров и трехэтапной цифровой подписи. Это позволяет исключить вероятность таких аварий.

Следует отметить, что с тех пор, как представленная технология была внедрена 2 года назад, на рабочих площадках заказчика не произошло ни одного случая срезания кабеля, ошибочного закрытия задвижки или непредвиденных скачков давления.



**Рисунок 6 – Пример отображения данных на единой панели управления**

**Figure 6 – Example Feature Sets of The Hub Dashboard**

control checks, digital handshakes and physical interlocks eliminates this risk and generate well swapping efficiencies. The technology package introduced in this paper optimizes time from ‘pumps off’ during frac to ‘system bleed down’ and from ‘equalized’ to ‘pumps on’. Time savings for all operators have been proven to be greater than 5 min/well on valve functioning tasks. The technology package also helps keep wireline waiting on frac operations, allowing pad operations to remain efficient and on the critical path.

While it is difficult to recover a true count of the time wireline has been cut or a frac site has had an over-pressure event by an errantly closed valve, it has certainly happened more than once to most operators the past few years. Operators and service companies alike recognize the consequences are severe for getting this wrong. These industry players realize “anything can be outsourced except liability” (Henderson, D., Earley, S., & Sebastian-Coleman, L. (Eds), 2017) so it becomes imperative to eliminate these events. The proprietary technology developed to reveal a digital window into the pressure control equipment, physical barriers and the digital triple-handshake have defeated these events.

It can be highlighted that since the technology introduced in this paper was implemented on customer sites 2 years ago, not one single event of shutting in on wireline, mistaken valve closure or any overpressure events have occurred.

## ЛИТЕРАТУРА/REFERENCES

1. Geoffrey Cann, Episode #95. How we can start trusting machines? Digital Oil and Gas podcast, May 1, 2019. <https://open.spotify.com/episode/2iV3AFXZTjBZM8PuVmy7?si=ociQ8DCQQhyutB3o5ErmTg>
2. Henderson, D., Earley, S., & Sebastian-Coleman, L. (Eds). (2017). The DAMA guide to the data management body of knowledge (DAMA-DMBOK Guide). Deborah Henderson, NJ: Technics Publications.
3. KPMG (2019): Silberg, G., Stark, L., Wentz, R., Poteat, M., Knies, M., Autonomy: Enabling trust for the masses. <https://assets.kpmg/content/dam/kpmg/uk/pdf/2019/03/autonomy-for-the-masseswhitepaper.PDF>

# Тезисы докладов, представленных на 21-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы»

## Proceedings of the 21<sup>st</sup> International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference

### Группа ФИД – вчера, сегодня, завтра.

Лактионов Павел Васильевич, коммерческий директор, Группа ФИД

Группа ФИД – это группа российских и белорусских предприятий – изготовителей нефтегазового оборудования, обладающих значительным инженерно-техническим и производственным потенциалом, позволяющим решать сложные задачи на современном техническом уровне. Группа была образована в 1989 году с целью решения практических научно-технических и инновационных задач.

Благодаря накопленному опыту Группа ФИД стала на территории ЕАЭС лидером в производстве и поставке оборудования для:

- гидравлического разрыва пласта;
- колтюбинговых технологий;
- цементирования скважин;
- направленного шахтного и поверхностного бурения.

Доклад включал краткий экскурс в историю группы ФИД и основные вехи ее развития. В частности, в 1998 году стартовал проект Группы ФИД «Колтюбинг», результатом которого явилось создание первой колтюбинговой установки отечественного производства.

В 1999 году была спроектирована и изготовлена первая установка легкого класса.

Активно развивая отечественные разработки, специалисты Группы ФИД спроектировали установки легкой серии М10, средней серии М20, а также специальную установку М40 для развития технологий колтюбингового бурения.

Первыми покупателями колтюбинговых установок Группы ФИД стали компании «Газпром», «Белоруснефть», SМАРЕ и «Шлюмберже».

В результате сотрудничества с сервисными компаниями специалисты Группы ФИД получили значительный практический опыт и новые знания, а благодаря грамотной постановке технических заданий смогли усовершенствовать колтюбинговое оборудование, доведя его характеристики до мирового уровня.

Второе важнейшее направление деятельности

### FID Group – yesterday, today, tomorrow.

Pavel Laktionov, Commercial Director, FID Group

FID Group is a group of Russian and Belarusian oil and gas equipment manufacturers with significant engineering, technical and production potential, allowing them to solve complex problems at a modern technical level. The Group was formed in 1989 with the aim of solving practical scientific, technical and innovative problems.

Thanks to the accumulated experience, FID Group has become a leader in the production and supply of equipment for:

- Hydraulic fracturing;
- Coiled tubing technologies;
- Cementing wells;
- Directional shaft and surface drilling.

The report included a short excursion into the history of the FID Group and the main milestones in its development. In particular, in 1998 the



Группы ФИД – создание и производство оборудования для ГРП. С 2004 по 2020 год изготовлено и внедрено более 160 единиц техники. Оборудование в основном поставляется в комплексах под конкретные технологические дизайн-проекты ГРП и в полном соответствии с региональными условиями эксплуатации.

Группой ФИД также изготовлено и внедрено более 30 единиц нагнетательного и цементировочного оборудования, более 30 единиц специальных машин и оборудования.

Важное направление деятельности Группы ФИД: модернизация и капитальный ремонт оборудования. Проведены модернизация и капремонты более 30 единиц оборудования, выпущенного как предприятиями Группы ФИД, так и другими производителями.

В настоящее время Группа ФИД успешно осуществляет серийный выпуск флотов ГРП, изготавливая несколько полнокомплектных флотов ГРП ежегодно.

Создана собственная система управления. Пользователям предлагается система управления каждой выпускаемой установкой, система сбора данных для работы с большим количеством оборудования высокорасходных флотов ГРП. ПО собственной разработки для управления процессом проведения ГРП зарегистрировано в Национальном центре интеллектуальной собственности.

Оборудование устанавливается как на самоходных шасси лучших мировых производителей по выбору заказчика, так и на полуприцепах собственного производства.

Изготовлена высоко востребованная рынком установка насосная с нагрузкой не более 6 тонн на ось.

В 2020 году изготовлена установка насосная с подтверждением производства промышленной продукции на соответствие постановлению правительства Российской Федерации от 17.07.2015 № 719.

Запланирована полноценная загрузка производственной площадки на территории Российской Федерации. В первом квартале 2021 года на производственной площадке в Смоленской области будет изготовлена первая установка непрерывной трубы с подтверждением производства промышленной продукции на территории РФ в соответствии с постановлением правительства Российской Федерации от 17.07.2015 № 719.

Производственное предприятие Группы ФИД – ООО «Машойл» будет внесено в Перечень производителей промышленной продукции, произведенной на территории Российской Федерации.

Группа ФИД намерена выпустить на территории РФ полнокомплектный флот ГРП и полнокомплектный флот ГНКТ (установка непрерывной трубы, установка азотная криогенная, установка насосная) в соответствии с постановлением правительства Российской Федерации от 17.07.2015 № 719.

В ближайшей перспективе – оборудование для высокорасходного ГРП:

project of the FID Group “Coiled Tubing” was launched.

The result was the creation of the first domestic coiled tubing unit. In 1999, the first lightweight unit was designed and manufactured. Actively innovating domestic developments, the specialists of the FID Group have designed rigs of the light M10 series, the middle series M20, as well as a special M40 rig for the development of coiled tubing drilling technologies.

The first clients of coiled tubing units of the FID Group were companies Gazprom, Belorusneft, SMAPE and Schlumberger.

As a result of cooperation with service companies, the FID Group specialists gained significant practical experience and new knowledge, and thanks to the competent formulation of technical specifications, they were able to improve the coiled tubing equipment, bringing its characteristics to the world level.

The second most important activity of the FID Group is the creation and production of equipment for hydraulic fracturing. From 2004 to 2020, more than 160 pieces of equipment were manufactured and introduced. The equipment is mainly supplied in complexes for specific technological design projects of hydraulic fracturing and in full compliance with regional operating conditions.

FID Group has also manufactured and implemented more than 30 units of injection and cementing equipment, more than 30 units of special machines and equipment.

An important area of activity of the FID Group is modernization and overhaul of equipment. The modernization and overhaul of more than 30 pieces of equipment produced both by the enterprises of the FID Group and by other manufacturers have been carried out.

Currently, FID Group successfully carries out serial production of hydraulic fracturing fleets, producing several complete hydraulic fracturing fleets annually.

We even created our own control system. Users are offered a control system for each manufactured unit, a data collection system for working with a large number of equipment for high-flow hydraulic fracturing fleets. Proprietary software for managing the hydraulic fracturing process is registered with the National Center for Intellectual Property.

The equipment is installed both on self-propelled chassis of the best world manufacturers at the choice of the Customer, and on semi-trailers of our own production.

A pumping unit, highly demanded by the market, was manufactured with a load of no more than 6 tons per axle.

In 2020, a pumping unit was manufactured with confirmation of the production of industrial products for compliance with the decree of the Government of the Russian Federation of July 17, 2015 No.719

- Установка смесительная УС1500 (в производстве, готовность – 2-й квартал 2021-го). Максимальная производительность 22 м<sup>3</sup>/мин. Получение акта экспертизы Торгово-промышленной палаты на соответствие критериям постановления правительства Российской Федерации от 17.07.2015 № 719.
- Установка дозирования химреагентов УХР. Шестнадцать дозирующих систем.
- Машина манифольдов (подсоединение до 12 насосных установок).

**Комплексный подход к ГНКТ от Группы ФИД.** Сергиеня Сергей Александрович, главный конструктор управления перспективных технологий, Группа ФИД; Белугин Юрий Викторович, заместитель директора по маркетингу и продажам СЗАО «Новинка», Группа ФИД

Свою главную задачу Группа ФИД видит в комплексной поставке всей номенклатуры современного оборудования нефтегазового сервиса для внутрискважинных работ из одних рук с гарантией полного взаимодействия и сопровождения как в гарантийный, так и в постгарантийный период эксплуатации. В комплексную поставку оборудования ГНКТ включены: установка непрерывной трубы, установка азотная, установка насосная, объединенные системой управления флотом ГНКТ, а также противовыбросовое оборудование, устьевое основание, механизм подачи трубы, внутрискважинный инструмент, дефектоскоп.

Поставляемое оборудование максимально удовлетворяет потребности потребителя за счет стандартных элементов (шасси, кабина оператора, узел намотки ГНКТ, механизм подачи трубы, тяговое усилие инжектора 12–45 т, противовыбросовое оборудование, устьевое давление 70 МПа, устьевой подход 80–100 мм). Установки ГНКТ способны работать с трубой диаметром 38,1 мм, 44,45 мм, 50,8 мм, 60,3 мм.

Подробно были охарактеризованы установка непрерывной трубы на одном шасси, комплекс непрерывной трубы, соответствующий правилам перевозки грузов по дорогам общего пользования, комплекс непрерывной трубы для работы с ГНКТ диаметром 50,8 мм и более, установка непрерывной трубы блочного исполнения и другое оборудование, входящее в состав флота ГНКТ. Было представлено оборудование производства Группы ФИД, предназначенное для осуществления таких прогрессивных технологий нефтегазового сервиса, как направленное колтюбинговое бурение, эжекторная очистка скважин, селективная обработка многозбойных скважин и кислотоструйное бурение, оборудование для доставки геофизических приборов в горизонтальные стволы скважин с использованием ГНКТ, инновационный внутрискважинный инструмент для КРС.

**Решения Группы ФИД для высокорасходного ГРП.** Щербин Роман Михайлович, главный конструктор, Группа ФИД

Доклад был сфокусирован на основных отличиях

It is planned to fully load the production site in the Russian Federation. In the first quarter of 2021, at the production site in the Smolensk Region, the first endless tubing unit will be manufactured with confirmation of industrial production in the territory of the Russian Federation in accordance with the Decree of the Government of the Russian Federation No. 719 dated July 17, 2015

In the short term we plan to produce the following equipment for high-flow hydraulic fracturing:

- Mixing plant US1500 (in production, readiness in the 2<sup>nd</sup> quarter of 2021). Maximum productivity is 22 m<sup>3</sup>/min. Obtaining the certificate of examination of the Chamber of Commerce and Industry for compliance with the criteria of the Decree of the Government of the Russian Federation dated July 17, 2015 No. 719.
- Chemical dosing station. Sixteen dosing systems.
- Manifold machine (connection of up to 12 pumping units).

**Comprehensive coiled tubing approach.** Sergey Sergiyenya, Chief Designer of Advanced Technologies Department and Yuri Belugin, Deputy Director for Sales and Product Marketing, Novinka, FID Group



Сергей Сергиеня  
Sergey Sergiyenya

The FID Group sees its main task in the integrated supply of the entire range of modern oil and gas service equipment for well intervention from one source with a guarantee of full interaction and support during the warranty and post-warranty periods. The integrated supply of coiled tubing equipment includes: CT unit, nitrogen unit, pumping unit, all of which are connected to the coiled tubing fleet control system, as well as BOP, wellhead equipment,

высокорасходных операций от стандартных процессов ГРП.

Были представлены основные виды оборудования, требующиеся для успешного проведения рассматриваемых операций, а также варианты расположения этого оборудования на локации во время процесса.

Были продемонстрированы наработки Группы ФИД по основным видам оборудования (установки насосные, установки смесительные, установки гидратационные, установки дозирования химреагентов, блок манифольдов) для минимизации рисков, возникающих в ходе проведения работ:

- Установки насосные мощностью до 5000 л. с.;
- Установки смесительные производительностью до 22 м<sup>3</sup>/мин;
- Концепт реализации установки гидратационной для обеспечения времени гидратирования не менее 3-х минут и производительностью до 22 м<sup>3</sup>/мин;
- Блок манифольдов для обвязки 12 установок насосных и обеспечения темпа закачки до 16 м<sup>3</sup>/мин.

Также были продемонстрированы наработки Группы ФИД по оборудованию ГРП с электроприводом.

Докладчик отразил достижения Группы ФИД в части программного обеспечения как отдельных установок флота ГРП, так и всего комплекса и обозначил основные направления дальнейшего развития автоматизации процесса ГРП.

В ходе выступления был продемонстрирован возможный вариант реализации высокорасходных операций с применением стандартных видов оборудования для отработки технологий проведения процессов ГРП.

**Контроль состояния ГНКТ. Расширение возможностей дефектоскопа ДТ2.** Атрушкевич Сергей Анатольевич, главный конструктор – первый заместитель директора, СЗАО «Новинка», Группа ФИД

Два года назад, в рамках 19-й конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы», был впервые представлен дефектоскоп ДТ1 производства СЗАО «Новинка». В настоящее время предприятие производит уже следующую, усовершенствованную модель – дефектоскоп ДТ2. Эта новая модель прибора вобрала в себя результаты длительных эксплуатационных испытаний оборудования и новых наработок инженерных служб СЗАО «Новинка».

В частности, была расширена номенклатура ГНКТ, которые могут быть продефектованы одним измерительным блоком с учетом комплектов для переналадки. Это ГНКТ диаметром от 31,75 мм до 50,8 мм. Кроме того, была произведена доработка конструкции дефектоскопа в части упрощения работ при переналадке его с одного типоразмера контролируемых ГНКТ на другой типоразмер ГНКТ.

Результаты ряда проведенных специалистами СЗАО «Новинка» исследований и экспериментальных работ позволили на 10–15% повысить точность измеряемых параметров по сравнению с точностными параметрами дефектоскопа ДТ1.

Существенный прогресс достигнут также в



injector, downhole tools, flaw detector.

The supplied equipment meets consumer needs to the maximum extent due to standard elements (chassis, operator's cabin, coiled tubing spool, injector, pulling capacity of the injector is 12–45 tons, blowout preventer, wellhead pressure 70 MPa, wellhead connection 80–100 mm). Coiled tubing units are fit for the tubulars of the following diameters: 38.1 mm, 44.45 mm, 50.8 mm, 60.3 mm.

The speaker described in detail the CT installation on single chassis, a CT unit that meets the rules for the carriage of goods on public roads, a CT unit designed for 50.8 mm tube, modular type CT unit and other equipment included in the coiled tubing fleet. He also presented equipment produced by the FID Group, that is designed to implement advanced oil and gas services such as directional coiled tubing drilling, jet flushing of wells, selective treatment of multilateral wells and acid jet drilling. Equipment for coiled tubing delivery of logging tools into horizontal wellbores and an innovative downhole workover tool were presented as well.

**FID Group solutions for high-flow fracturing,** Roman Shcherbin, Chief Designer, FID Group

The report was focused on the main differences between high-rate operations and standard hydraulic fracturing processes.

The main types of equipment required for the successful implementation of the operations in question were provided, as well as options for the location of this equipment at the location during the process.

The developments of the FID Group on the main

сфере специального программного обеспечения дефектоскопа. В частности, появилась возможность взаимной интеграции данных между дефектоскопом и системой контрольно-регистрирующей (СКР) колтюбинговой установки. Так, данные по овальности и толщине стенки ГНКТ, замеряемые дефектоскопом, могут передаваться в СКР, где используются для расчета нагрузочной диаграммы ГНКТ, что, в свою очередь, позволяет производить работы с ГНКТ с минимальными рисками и в оптимальных режимах. Одновременно данные по глубине спуска ГНКТ с СКР могут быть экспортированы в дефектоскоп, что позволит более точно определять координаты расположения дефектов по длине ГНКТ, своевременно и точно их выявлять и при необходимости удалять с минимально возможными потерями для ГНКТ. Программное обеспечение дефектоскопа было усовершенствовано и по ряду других параметров.

За последний год СЗАО «Новинка» накоплен значительный опыт работы с результатами полученных при дефектоскопии ГНКТ данных, с учетом которых было доработано программное обеспечение, позволяющее оператору производить предварительную оценку дефектов по показаниям дефектоскопа, исходя из разделения их на условные категории: малоразмерная потеря металла типа каверны или трещины; малоразмерный фрагмент ферромагнитного материала, прилипший к стенке трубы изнутри и снаружи; задир на наружной поверхности трубы.

СЗАО «Новинка» намерено продолжать совершенствовать дефектоскоп. Основной вектор будет направлен на развитие программного обеспечения для упрощения обработки и анализа полученной в результате дефектации ГНКТ информации. Кроме этого, планируется, что в обозримом будущем дефектоскоп ГНКТ станет одним из элементов комплексной системы управления и безопасности колтюбингового комплекса.

**Разработка скважинного гидравлического трактора.** Воин Олег Викторович, руководитель инженерно-технического центра, ООО «ФракДжет-Волга»

Рост количества горизонтальных скважин, увеличение диаметра используемых ГНКТ ставит перед нефтегазовым сервисом новые задачи, одним из ключей которых является скважинный трактор.

Специалисты компании «ФракДжет-Волга» проанализировали все трактора, представленные на рынке (электрический с гидравлическим приводом, гидравлический, электрический с механическим приводом). По результатам сравнительного анализа в разработку был принят гидравлический трактор как наиболее универсальный и позволяющий выполнять большее количество операций по сравнению с другими тракторами, а также доносить большую нагрузку на забой.

Трактор разрабатывается «с чистого листа». На данный момент закончен первый этап.

Согласно расчетам, тяговое усилие гидравлического трактора будет зависеть от того давления, которое



Сергей Атрушкевич  
Sergei Atrushkevich

types of equipment (pumping units, mixing units, hydration units, chemical dosing units, manifold block) were demonstrated to minimize the risks arising during the work:

- Pumping units with a capacity of up to 5000 hp;
- Mixing units with a capacity of up to 22 m<sup>3</sup>/min;
- Concept for the implementation of a hydration unit to ensure a hydration time of at least 3 minutes and a capacity of up to 22 m<sup>3</sup>/min;
- Block of manifolds for connecting 12 pumping units and providing an injection rate of up to 16 m<sup>3</sup>/min.

Also, the FID Group's developments on electrically driven hydraulic fracturing equipment were demonstrated.

The speaker reflected on the achievements of the FID Group in terms of software for both individual units of the hydraulic fracturing fleet and the entire complex and outlined the main directions for the further development of the hydraulic fracturing process automation.

During the presentation, a possible option for the implementation of the high-flow operations with the use of standard types of equipment for developing technologies for carrying out hydraulic fracturing processes was demonstrated.

**Coiled tubing condition monitoring. Expansion of the capabilities of the DT2 flaw detector.** Sergei Atrushkevich, Chief Designer – First Deputy Director, Novinka CJSC, FID Group

Two years ago, within the framework of the 19-th Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference the DT1 flaw detector, manufactured by Novinka, was presented for the first time. At present, the enterprise is already producing the next, improved DT2 model. This new model of the device incorporates the results of

создается в ГНКТ. Оборудование рассчитано на давление до 350 атм, соответственно, может быть создано тяговое усилие до 5,5 т. Усилие регулируется с помощью штуцеров-дресселей, как и подача жидкости, которая будет приходить на забой.

Особо эффективно применение гидравлических скважинных тракторов для следующих работ:

1. Промывка протяженных горизонтальных скважин.
2. Фрезерование портов ГРП.
3. Проведение кислотных обработок.
4. Открытие и закрытие сдвижных портов ГРП или клапанов. Трактор может передать значительные усилия вниз для открытия или закрытия портов.

**Модульные мобильные  
воздухоразделительные установки «КОМГАЗ»:  
уникальное предложение на рынке  
производства технических газов.**

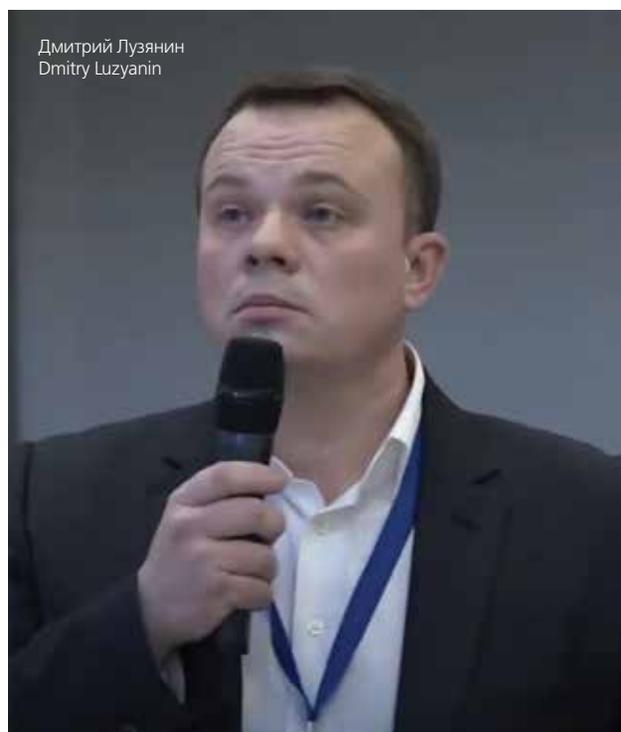
Лузянин Дмитрий, директор, ООО «КОМГАЗ»

Компания КОМГАЗ представляет мобильные установки малой и средней производительности для получения жидкого азота на месторождении по схеме ON-SITE.

ON-SITE – установка размещается на территории заказчика, а заказчик оплачивает только стоимость газа, который он получает.

Установка создана на основе современных конструкторских решений, таких как: комплексная очистка воздуха в адсорбционном блоке очистки с двухслойными адсорберами (активная окись алюминия и цеолит), рекуперация тепла в высокоэффективных пластинчато-ребристых теплообменниках, производство холода в эффективном турбодетандере – компрессорном агрегате, энергия расширения циркуляционного воздуха в котором используется для повышения давления в циркуляционном цикле.

Установка оснащена системой контроля и



Дмитрий Лузянин  
Dmitry Luzyanin

long-term operational tests and new developments of Novinka's engineering bureau.

In particular, the company expanded the range of coiled tubing which can be tested with a single measuring unit by using readjustment kits. This is coiled tubing with a diameter of 31.75 mm to 50.8 mm. In addition, the design of the flaw detector was revised in terms of simplifying the process of readjusting it from one standard size of coiled tubing to another one.



Олег Войн  
Oleg Voin

The results of a number of investigations and experimental work carried out by the specialists of Novinka made it possible to increase the measurement accuracy by 10–15% in comparison with DT1 flaw detector.

Significant progress has also been made in the field of special software for the flaw detector. In particular, it became possible to integrate data between the flaw detector and the monitoring and recording system (MRS) of the coiled tubing unit. Thus, data on coiled tubing ovality and wall thickness, measured by a flaw detector, can be transmitted to the MRS, where they are used to calculate the CT load diagram, which, in turn, makes it possible to operate coiled tubing with minimal risks and in optimal conditions. At the same time MRS data on the coiled tubing's running depth can be exported to a flaw detector, which will allow for more accurate determination of defects location (coordinates) along the length of the tubing, detection of such defects in a timely manner and their removal, if necessary, with the minimum possible losses for the tubular. The flaw detector's software has been improved in a number of other parameters as well.

Over the past year, Novinka has gained significant experience in processing data obtained

управления на базе микропроцессорной техники, в том числе программируемых контроллеров, реализующей сбор и обработку информации, формирование и выдачу управляющих сигналов. В состав системы контроля и управления входят операторские станции на базе персональных ЭВМ, предназначенные для отображения работы установки и осуществления управления установкой оператором в режиме диалога.

Установка контейнерного типа не требует строительных работ (фундаментов, капитальных строений). Требуется ровная площадка 20X10 метров и подключение к электропитанию. Конструкция состоит из модульных блоков, которые в любой момент возможно транспортировать и эксплуатировать на другом объекте.

Вся компоновка блоков производится на заводе, на площадке только требуется соединить блоки.

Установка мобильная (для разборки и сборки блоков требуется около 14 дней).

Все блоки адаптированы к перевозке в габаритах автотранспорта и не требуют специальных разрешений.

#### **Забойные двигатели для колтюбинга.**

Лукьянов Денис Александрович, менеджер по развитию бизнеса, Schoeller-Bleckmann Darron Russia

Забойный двигатель – достаточно сложный инструмент, и при выполнении работ по ГНКТ могут возникать различные проблемы, способные привести к непроизводительному времени, общему увеличению длительности скважино-операции, а также выходу забойного двигателя из строя.

Для снижения воздействия перечисленных факторов на эластомер компания BICO Drilling Tools предлагает SS – SpiroStar – технологию изготовления профилированного статора с равномерной толщиной резиновой обкладки. В двигательных секциях SpiroStar внутренние зубья выполнены из металла и имеют внешний резиновый слой. При этом минимизируется набухание резины от воздействия повышенных температур за счет лучшего отвода тепла. Использование же высококачественного нитрил-бутадиенового каучука позволяет минимизировать последствия воздействия агрессивных промывочных жидкостей. Вторым важным преимуществом двигательной секции SpiroStar являются ее существенно улучшенные энергетические характеристики. Доступные типоразмеры секций SpiroStar: 43 мм, 54 мм, 73 мм, 80 мм.

#### **Инструменты для многостадийного ГРП.**

Чад Гибсон, ответственный исполнитель, The WellBoss Company

Презентация была сосредоточена на методах первичного заканчивания, используемых в России, и обсуждению того, как были адаптированы изменения в технологиях заканчивания, чтобы обеспечить более эффективное использование услуг, повысить эффективность закачки и увеличить нефтеотдачу.

during coiled tubing flow detection. Based on this experience the software was modified, which allows an operator to make preliminary assessment of defects grouping them into the following categories: small-sized loss of metal such as a cavity or crack; small fragment of ferromagnetic material adhered to the tube wall from the inside and outside; tear marks on the outer surface of the tube.

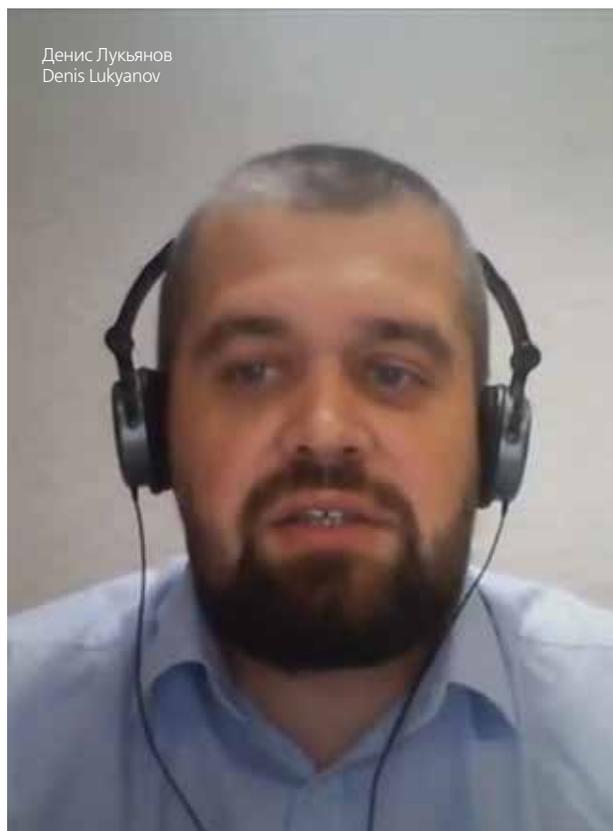
Novinka intends to continue improving its flow detector. Improvements will mainly be aimed at developing software to simplify the processing and analysis of information obtained during CT flow inspection. In addition, it is planned that in the foreseeable future the coiled tubing flow detector will become one of the elements of the integrated control and safety system of the coiled tubing fleet.

#### **Development of a downhole hydraulic tractor.** Oleg Voin, Head of the Engineering and Technical Center, FracJet-Volga LLC

The increase in the number of horizontal wells and larger diameters of applied coiled tubing pose new challenges for the oilfield service companies; one of the keys to addressing such challenges is a downhole tractor.

FracJet-Volga specialists analyzed all the tractors available on the market (electric with hydraulic drive, hydraulic, electric with mechanical drive). Based on a comparative analysis, specialists decided to develop a hydraulic tractor as the most versatile and allowing to perform a greater number of operations compared to other tractors, as well

Денис Лукьянов  
Denis Lukiyanov





Дмитрий Мазурец  
Dmitry Mazurets

**«Ижнефтемаш»: Импортозамещение как стратегия развития закачивания российских скважин.** Мазурец Дмитрий Владимирович, директор по развитию направления продаж внутрискважинного оборудования, АО «Римера»

«Ижнефтемаш» является сервисным дивизионом Группы компаний «Римера». По итогам 2019 года Группа компаний инвестировала в модернизацию мощностей 590 млн рублей. Компания активно расширяет рынок сбыта. В РФ развернута широкая сеть сервисных баз. Помимо верхнего заканчивания, в котором Группа компаний была активным участником рынка России и СНГ, компания пошла также в нижнее заканчивание – компоновки для заканчивания с МГРП. Заключено лицензионное соглашение с одной североамериканской компанией, была приобретена конструкторская документация и проведена ее адаптация. Результатом стали импортозамещающие решения в сегменте нижнего заканчивания, не уступающие лучшим зарубежным аналогам. Компания предлагает: активируемое шарами решение для обсаженного ствола либо цементируемого хвостовика, полнопроходное решение в составе хвостовика с механически управляемыми портами, селективный пакер с возможностью МГРП и ГПП. Докладчик подробно остановился на каждом из трех этих направлений, рассказал о преимуществах оборудования и его составе. Были рассмотрены отдельные изделия и их технологические возможности.

**Освоение новых видов продукции компанией ESTM.** Салдеев Руслан Ранитович, директор по продажам, ООО «ЭСТМ»

ООО «ЭСТМ» хорошо известно аудитории конференции. При его создании были привлечены мировые эксперты в области колтюбинга, закуплено

as transmitting larger load to the bottomhole.

The tractor has been developed from scratch. At the moment, the company has completed the first stage of development.

According to the calculations, the pulling force of the hydraulic tractor will depend on the pressure that is created in the CT. The equipment is designed for pressures up to 350 atm., respectively, pulling force up to 5.5 tons can be created. The force is regulated by chokes, as well as supply of the fluid that is delivered to the bottomhole zone.

Hydraulic well tractors are especially effective for the following works:

1. Long horizontal well flushing;
2. Milling of hydraulic fracturing ports.
3. Carrying out acid treatments.
4. Opening and closing sliding frac ports or valves.

The tractor can transmit significant forces downward to open or close ports.

**Modular mobile air separation units "KOMGAZ": Unique offer on the market for the production of technical gases.** Dmitry Luzyanin, Director, "KOMGAZ"

KOMGAZ presents mobile units of low and medium capacity for the production of liquid nitrogen in the field according to the ON-SITE scheme.

ON-SITE: The unit is located at the customer's site, and the customer pays only the cost of the gas he receives.

The unit was created on the basis of modern design solutions, such as: Complex air purification in an adsorption purification unit with two-layer adsorbers (active alumina and zeolite), heat recovery in highly efficient plate-fin heat exchangers, cold production in an efficient turbo-expander – compressor unit, expansion energy of the circulation air in which it is used to increase the pressure in the circulation cycle.

The unit is equipped with a monitoring and control system based on microprocessor technology, including programmable controllers. It collects and processes information, generates and outputs control signals. The monitoring and control system includes operator stations based on personal computers, designed to display the operation of the unit and control it by the operator in a dialogue mode.

A container-type unit does not require construction work (foundations, capital structures). It requires a flat area of 20X10 meters and a power connection. The structure consists of modular blocks that can be transported and operated at any time at another facility.

All block layout is done in the factory, only the blocks need to be connected on site.

The unit is mobile (it takes about 14 days to disassemble and assemble the blocks).

All blocks are adapted for transportation in vehicle dimensions and do not require special permits.

самое современное оборудование, проведен конкурс и выбраны лучшие специалисты с трубопрокатных производств и НИИ, организована поставка стали для ГНКТ от компаний ArcelorMittal (Франция) и POSCO (Южная Корея). За последние три года были проведены авторитетные аудиты, расширена география поставок, заключены 47 долгосрочных контрактов на поставку ГНКТ. ООО «ЭСТМ» выпускает гибкую трубу диаметром от 25,4 мм до 88,9 мм с толщиной стенки от 2,6 мм до 5,7 мм, в том числе с запасованным геофизическим кабелем.

Докладчик подробно остановился на применении ГНКТ в качестве концентрических лифтовых колонн (КЛК), или Velocity String. КЛК дает следующие преимущества:

- возможность проведения монтажа без глушения;
- возможность применения в НКТ малого диаметра – до 73 мм;
- перед установкой подвески может использоваться для промывки, ОПЗ и освоения (за одну СПО);
- возможность проводить работы при высоком устьевом давлении;
- возможность проведения ловильных работ;
- возможность проводить работы на горизонтальных и сильно искривленных скважинах;
- большое максимально допустимое внутреннее и наружное давление на трубу;
- возможность безопасного извлечения (без глушения) и последующего спуска КЛК меньшего диаметра;
- диаметры лифтовых колонн от 19 до 88,9 мм.

Была показана подробная схема конструкции низа концентрической лифтовой колонны, представлен алгоритм ее работы.

#### **Апгрейд до первоклассного уровня: новое оборудование от предприятия SHINDA.**

Егоров Павел Леонидович, генеральный директор, Россия и страны СНГ, SHINDA (TANGSHAN) CREATIVE OIL & GAS EQUIPMENT CO., LTD

Рынок сервисов на базе ГНКТ в настоящее время сталкивается с новыми вызовами и требованиями. Усложнение операций, увеличение диаметров применимых труб и одновременно с этим жесткая конкуренция ставят перед производителями непростые задачи. Компания SHINDA неуклонно следует своей стратегии развития и ориентируется на использование современных технологий производства труб, инновационных процессов и использования самого современного оборудования и технологий при жесточайшем контроле качества продукции.

Летом 2019 года была запущена программа обновления и модернизации оборудования. В ее рамках был проведен анализ производственных узких мест, которые по тем или иным причинам влияют на качество и ресурс готовой продукции. Одновременно с этим программа предусматривала запуск оборудования, позволяющего производить новые уникальные виды продукции. Основными направлениями инвестиций в рамках этой программы стали проектирование и запуск новой линии для



#### **Downhole motors for coiled tubing.**

Denis Lukyanov, Business Development Manager, Schoeller-Bleckmann Darron Russia

Downhole motor is a rather complex tool; during coiled tubing operations various problems may occur that can lead to unproductive time, increase in well operation duration, as well as downhole motor failure.

To reduce the influence of these factors on the elastomer, BICO Drilling Tools offers a SpiroStar – a technology of manufacturing a profiled stator with a uniform rubber lining thickness. In SpiroStar motor the internal teeth are made of metal and have an outer rubber layer. Rubber swelling from exposure to elevated temperatures is minimized due to better heat removal. The use of high-quality nitrile-butadiene rubber allows minimizing the effects of aggressive flushing fluids. The second major advantage of the SpiroStar engine section is its significantly improved energy performance. Available sizes of SpiroStar sections are 43 mm, 54 mm, 73 mm, 80 mm.

**Multistage Fracturing Tools.** Chad Gibson Product Champion, The WellBoss Company

The presentation focused on the primary completion techniques used in Russia and a discussion of how changes in completion technologies have been adapted to enable more efficient use of services, improve injection efficiency and increase oil recovery.

**Izhneftemash: Import substitution as a development strategy for pumping Russian wells.** Dmitry Mazurets, Development Director for Sales of Downhole Equipment, Rimera JSC

Izhneftemash is a service division of the Rimera

производства ГНКТ больших диаметров и грейдов до 160.

Докладчик отдельно остановился на втором проекте – модернизации участка косых сварочных швов. Для ГНКТ с увеличенными грейдами чрезвычайно важна структура металла после сварки. С учетом важности этого параметра и для обычных ГНКТ была проведена огромная исследовательская работа и проработка замены технологического оборудования и средств контроля. На участке косых швов полностью заменена технология и оборудование, на 70% обновился персонал. Введен 100%-й контроль каждого сделанного шва, работы автоматизированы и контролируются искусственным интеллектом. Все это позволило получить гарантированные параметры сварочного шва и уверенность в надежности как косых швов, так и ГНКТ всех грейдов.

Компания имеет глобальный опыт по разработке и производству специальных трубных систем на основе ГНКТ как из стандартных марок сталей, так и из нержавеющей сталей специальных марок.

### **Трубы ГНКТ производства JASON.**

Покрепин Константин Георгиевич, менеджер по продаже оборудования, ООО «Джерри-Нефтегазовое оборудование»



В своем докладе мы постарались отразить ключевые положения о деятельности компании Jason Energy Technologies Co., Ltd.

Компания Jason Energy Technologies Co., Ltd. является ведущим мировым производителем нефтегазового сервисного оборудования и запчастей ГНКТ, стремящимся предоставлять своим клиентам качественные продукты и услуги. С момента своего основания в 2014 году наша компания придерживается самых строгих стандартов «Охраны труда и окружающей среды» и «Контроля/анализа качества»

Group. As of the end of 2019 the Group invested 590 mln. rubles into modernization. The company is actively expanding its sales market. A wide network of service shops has been developed in the Russian Federation. In addition to the upper completion segment, in which the Group was active in the Russian and CIS markets, the company also tapped the lower completion market – BHAs for multistage completions. A licensing agreement was concluded with one North American company, design documentation was purchased and adapted to the local context. As a result, the company got import-substituting solutions in the lower completion segment that are not inferior to the best foreign analogues. The company offers the following: ball-activated solution for cased wellbore or cemented liner, full bore liner solution with mechanically controlled ports, selective packer usable for multistage fracturing and sand jetting operations. The speaker elaborated on each of these three areas, spoke about the advantages of the equipment and its composition. Individual products and their technological capabilities were also presented.

### **Mastering new types of products by ESTM.**

Ruslan Saldeev, Director of sales, "ESTM"

ESTM is well known to the audience of the conference. When establishing the company, world experts in the field of coiled tubing were involved, the most modern equipment was purchased, the best specialists from pipe-rolling factories and research institutes were selected on a competitive basis, coiled tubing steel is supplied from ArcelorMittal (France) and POSCO (South Korea). Over the past three years, audits have been carried out by reputable companies, the geography of supplies has been expanded, and 47 long-term contracts for the supply of coiled tubing have been concluded. ESTM produces coiled tube with a diameter of 25.4 mm to 88.9 mm and wall thickness of 2.6 mm to 5.7 mm, including CT with the injected logging cable.

The speaker also mentioned the use of coiled tubing as a velocity string. Velocity string technology provides the following benefits:

- Possibility of installation without well killing;
- Possibility of using small-diameter tubing – up to 73 mm;
- Before installing, the suspension can be used for well flushing, bottomhole area treatment and stimulation (in one trip);
- Possibility of workign at high wellhead pressure;
- Possibility of fishing;
- Possibility of workign in horizontal and highly deviated wells;
- High maximum permissible internal and external pressure;
- Possibility of safe extraction (without well killing) and subsequent running of the smaller-diameter velocity string;
- The available diameters of velocity strings are 19 to 88.9 mm.

предлагаемой продукции и услуг. Мы проводим перманентную совместную работу с ведущими научными учреждениями и профессиональными организациями по данным вопросам, такими как API, ISO, ICoTA и многими другими. Jason Energy Technologies Co., Ltd. с готовностью участвует в научных исследованиях и разработках новых технологий, целью которых является обеспечение безопасности и надежности технологических процессов и рационализация использования источников энергии. Мы готовы предложить нашим клиентам уникальные технологии изготовления ГНКТ, в том числе композитные ГНКТ, состоящие из нескольких слоев, и высоколегированные антикоррозионные ГНКТ, позволяющие производить работы в агрессивных средах.

Чтобы удовлетворить потребности клиентов, Jason производит гибкие трубы всех марок, диаметров труб и толщин стенок в строгом соответствии со стандартом API 5ST. Наша компания также оказывает услуги по дополнительной подготовке внутренней поверхности ГНКТ, установке геофизического кабеля в ГНКТ, инспекции и анализу состояния ГНКТ в соответствии с потребностью наших клиентов. Для обеспечения глобальной профессиональной поддержки и проведения консультаций в интересах наших клиентов мы активно сотрудничаем с признанными отраслевыми экспертами без ограничений по географии их присутствия. Производственные линии компании Jason укомплектованы самыми передовыми и надежными мощностями известных мировых брендов. Кроме того, мы предъявляем повышенные требования к качеству поставляемого нам сырья и культуре производства наших поставщиков. Благодаря этому, а также нашим успехам в области R&D и ответственному отношению к требованиям наших клиентов мы обеспечиваем свои лидирующие позиции в области производства и сервиса ГНКТ. Передовые технологии и услуги Jason обеспечат каждому клиенту отличный опыт и высокие результаты деятельности.

С самого начала деятельности конференций ICoTA-Китай в 2015-м компания Jason Energy Technologies Co., Ltd. является их активным участником и надежным партнером.

**Развитие кластерного ГРП по технологии Plug & Perf.** Марченко Владимир Владимирович, Закружный Денис Анатольевич, РУП «ПО «Белоруснефть»

В настоящее время подавляющая часть нефтяных месторождений Республики Беларусь находится на последней стадии разработки, при этом более 50% остаточных запасов углеводородов приурочено к низкопроницаемым слабодренуемым коллекторам. Активизация их выработки, повышение нефтеотдачи и рентабельность работы фонда скважин в РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» возможны исключительно с использованием прогрессивных методов освоения скважин и интенсификации притока – гидравлического разрыва пласта.

The speaker presented a detailed diagram of the velocity string BHA and described the algorithm for its operation.

**Upgrade to Excellent: New Equipment in Shinda plant.** Pavel Egorov, General Manager Russia and CIS countries, SHINDA (TANGSHAN) CREATIVE OIL & GAS EQUIPMENT CO., LTD

The CT services market is currently facing new challenges and requirements. The increasing complexity of operations, larger applicable CT diameters and fierce competition poses certain challenges for manufacturers. SHINDA firmly sticks to its development strategy and focuses on utilizing modern manufacturing technologies, innovative processes and state-of-the-art equipment with strict quality control.

In the summer of 2019 an upgrade and modernization program was launched at SHINDA. Under this program the company analyzed bottlenecks in the manufacturing process that due to certain reasons affect the final product quality and lifetime. The program also envisaged installation of new equipment that would allow manufacturing novel and unique products. The investments were mainly aimed at design and installation of a new production line for large-diameter coiled tubing of various steel grades up to 160.

The speaker made special focus on the company's second project – upgrading the bias welding station. In coiled tubing of higher steel grades preserving metal structure after welding is of critical importance. Since this parameter is also important for conventional CTs, the company conducted comprehensive research work to upgrade equipment and means of quality control. All the equipment and technology were completely replaced at the bias welding station; 70% of personnel is also new. The company introduced 100% control of each and every bias weld. Welding process is fully automated and AI-monitored. All the abovementioned activities allowed achieving guaranteed quality parameters of welding seams and ensuring reliability of bias welds as well as CTs of all grades

The company has global experience in developing and manufacturing CT-based tubing systems from both standard steel grades and special stainless-steel grades.

**Coiled tubing manufactured by JASON.** Pokrepin Konstantin, manager of sale of equipment, LLC "Jerry-Oil and Gas Equipment"

The paper describes the key points about the business of Jason Energy Technologies Co, Ltd.

Jason Energy Technologies Co., Ltd. is a leading global manufacturer of oil and gas service equipment and coiled tubing spare parts, committed to providing its customers with quality products and services. Since its foundation in 2014, the company's products and services have



# Fidmash | NOV

## КОЛТЮБИНГ ВЫСШЕЙ ЛИГИ

Более 20 лет на рынке, более 230 колтюбинговых установок эксплуатируются более, чем в 15 странах, более 70 уникальных моделей оборудования.

Наш "бестселлер" - Установка колтюбинговая МК30Т-50 в складской программе

[fidmashnov.by](http://fidmashnov.by)

[fidmashsales@nov.com](mailto:fidmashsales@nov.com)





# ESTM

Производство гибких  
насосно-компрессорных труб  
в России в соответствии с  
требованиями API Q1 и API 5ST

[office@estm-tula.com](mailto:office@estm-tula.com)  
[www.estm-tula.com](http://www.estm-tula.com)



Владимир Марченко  
Vladimir Marchenko

В связи со специфичностью строения плотных карбонатных отложений использование «классических» технологий ГРП не в полной мере дает желаемый результат. Поэтому постоянное прогрессирование технологий ГРП влечет за собой активное развитие других сфер нефтедобычи и сервисных работ: бурения, заканчивания, капитального ремонта скважин, геофизических работ. При этом взаимосвязь различных направлений, подбор и оптимизация применяемых технологий невозможны на основании теоретических изысканий, а требуют только практической реализации и, как показал наш опыт, «гибкости» в принятии решений.

В докладе был приведен опыт бурения и освоения карбонатных коллекторов в Республике Беларусь за период 2014-2020 годов, кратко описаны мощности и возможности РУП «Производственное объединение «Белоруснефть», основные используемые технологии и их эволюция в зависимости от получаемого технико-экономического эффекта. Описана технология кластерного МГРП при реализации работ по Plug & Perf на традиционном и нетрадиционном коллекторах, получены подтверждение возможности вовлечения новых невыработанных зон коллекторов в пределах горизонтального участка скважины с помощью создания дополнительных каналов фильтрации (т. е. трещин ГРП).

На основании выполненных работ намечены дальнейшие пути развития РУП «Производственное объединение «Белоруснефть», главным из которых является достижение уже к концу 2021 года возможности проводить цикл работ МГРП по технологии Plug & Perf собственными силами (т.е. под ключ).

been compliant with strict standards for "Health & Safety and Environment" and "Quality Assurance/Quality Control". The company is continuously working together with leading scientific centers and professional organizations on following these standards, such as API, ISO, ICoTA and many others. Jason Energy Technologies Co., Ltd. is committed to conducting research and development of new technologies aimed at ensuring the safety and reliability of operation procedures and improving the efficiency of using the energy sources. The company is ready to offer its clients unique coiled tubing (CT) technologies, including composite multi-layered coiled tubing and high-alloy corrosion-resistant coiled tubing allowing operation in challenging conditions.

In order to meet customer needs, Jason manufactures coiled tubing of all grades, pipe diameters and wall thicknesses in strict compliance with API 5ST standard. The company also provides services for additional treatment of the inner surface of coiled tubing, installation of logging cable in CT, CT inspection and analysis according to the clients' needs. The company is in active partnership with recognized industry experts from around the world to provide global professional support and advice for the benefit of its clients. Jason's production lines are equipped with the most advanced and reliable equipment manufactured by leading global brands. In addition, the company established high requirements to the quality of the supplied raw materials and production standards followed by the suppliers. These requirements together with the company's success in R&D and commitment to the customers' demands resulted in the leading position in CT manufacturing and CT services. Jason's advanced technologies and services will provide each client with an excellent experience and high-performance results.

Jason Energy Technologies Co., Ltd. is an active participant and reliable partner of the ICoTA-China since the first conference in 2015.

### **Development of cluster hydraulic fracturing using Plug & Perf technology.**

Vladimir Marchenko, Denis Zakrzhny, RUE Belarusneft

At present, the overwhelming majority of oil fields in the Republic of Belarus are at the last stage of development, while more than 50% of residual hydrocarbon reserves are confined to low-permeability weakly drained reservoirs. Production from such reservoirs, enhanced oil recovery and profitability of the well stock in RUE "Production Association "Belorusneft" is possible only with the use of progressive method of well development and inflow stimulation – hydraulic fracturing.

Due to the specific structure of dense carbonate rock, the use of conventional hydraulic fracturing technologies does not yield the desired results. Therefore, the constant progress of hydraulic

**Поведение растворимых сплавов и изделий из них в забойных условиях.** Пещанский А., Михалицын Егор Олегович, директор по развитию бизнеса, ООО «Ойл Энерджи»

Несмотря на то что изделия из растворимых металлов широко используются в нефтегазовой отрасли, все еще недостаточно изучен вопрос совокупного влияния внутрискважинных условий на скорость и характер растворения изделий в скважине. Особенно остро эта проблема проявляется при прогнозировании времени растворения шаров МГРП. Общепринятые методики испытаний шаров МГРП на скорость растворения не позволяют с достаточной точностью спрогнозировать два важнейших для недропользователей параметра: время, в течение которого шар сохраняет способность обеспечивать гидравлическую изоляцию интервалов ГРП, и время полного растворения шара.

В данной работе рассмотрена зависимость скорости растворения шаров МГРП от геометрии узла, в котором происходит растворение, температуры нагрева узла, давления в скважине, влияние различных технологических сред. Предложена методика испытаний, позволяющая учесть совокупное влияние вышеперечисленных факторов на растворение шаров МГРП. Работа представленной методики проиллюстрирована на примере валидационных испытаний шара МГРП диаметром 71 мм во внутрискважинных условиях.

**Ориентированное бурение боковых ответвлений.** Адылгареев Ирек Нагимович, главный инженер ООО «Таграс-РемСервис» предприятие «АктюбинскРемСервис»; Сергей Атрушкевич, главный конструктор – первый заместитель директора, СЗАО «Новинка», Группа ФИД

В фокусе доклада была рассмотрена технология бурения горизонтальных ответвлений малого диаметра с точки зрения извлечения трудноизвлекаемых запасов из неоднородных плотных коллекторов. В последнее время вектор разработки ПАО «Татнефть» смещается в сторону месторождений, сложенных карбонатными породами, относящимися к категории трудноизвлекаемых, с общей долей неизвлеченных запасов 57%. Общая доля извлеченных запасов составляет 21%. Процесс разработки осложняется наличием естественных трещин, простирающихся в вертикальном направлении, отсутствием систем ППД и близким расположением водонасыщенных пластов, что в совокупности увеличивает риски прорыва пластовой воды, особенно при применении методов стимуляции пласта. Важно подчеркнуть, что значительная доля карбонатных объектов разработки эксплуатируется с применением скважин с открытым горизонтальным окончанием, в которых многократные кислотные обработки со временем не приносят экономически обоснованных результатов и имеют недостаточную продолжительность эффекта. В компании «Татнефть» совместно с заказчиками был реализован проект бурения каналов малого диаметра



Егор Михалицын  
Egor Mikhailitsyn

fracturing technologies entails active development of other areas of oil production and oilfield services: drilling, completion, well workover, logging. At the same time, the interconnection of various directions, selection and optimization of the applied technologies is impossible on the basis of theoretical research only, but requires practical implementation, and, as our experience has shown, "flexibility" in decision-making.

The presentation provided an overview of the experience in drilling and developing carbonate reservoirs in the Republic of Belarus over the period of 2014-2020 and briefly described the capacities and capabilities of RUE "Production Association "Belorusneft", main technologies used and their evolution depending on the obtained technical and economic effect. The Plug & Perf cluster multistage fracturing technology on conventional and unconventional reservoirs was described, and there was obtained the confirmation of the possibility of involving new undeveloped zones of reservoirs within the horizontal section of the well by creating additional filtration channels (i.e. hydraulic fractures).

Based on the operations performed, further development paths of RUE Production Association Belorusneft were outlined, the main of which is to achieve by the end of 2021 the ability to carry out a full cycle of Plug & Perf technology on its own (i.e. on a turnkey basis).

**Behavior of soluble alloys and products made from them in downhole conditions.**

A. Peshchansky, Egor Mikhailitsyn, Business Development Director, Oil Energy LLC

с последующей динамической стимуляцией. В процессе тестирования были опробованы различные приемы создания каналов – от создания нескольких каналов небольшой длины (30–50 м) до единичных каналов длиной 100 м. Наилучшие результаты показало создание более протяженных каналов длиной около 100 м. Прирост дебита составил 195%. Важное значение с точки зрения результативности имеет очистка каналов от частиц выбранной породы. Простая закачка кислоты в канал приносила на 40% меньший результат по сравнению с полноценной гидромониторной резкой при высоком давлении в пробуренном канале. При этом с увеличением удельных объемов кислоты с 40 до 200 л на метр и глубины воздействия наблюдался значительный прирост добычи. Важным фактором является отклонение канала от основного ствола. Небольшой суммарный отход нового канала от забоя (до 5 м) дает незначительный результат по сравнению с каналами, имеющими отход 5 м и более. Разница в увеличении прироста дебита нефти составляет соответственно 95 и 180%. Эти цифры были зафиксированы для дальнейшего анализа. В результате проведенных работ была нащупана оптимальная комбинация технологических решений при бурении боковых каналов, определены потенциальные точки роста. В процессе реализации проекта были проведены НИОКР по созданию научно-технической продукции. В январе 2019 года был заключен договор с СЗАО «Новинка» по реализации опытных работ по созданию компоновки по управляемому бурению на ГНКТ. В докладе был дан полный состав компоновки для направленного бурения, а также наземного оборудования, отмечены особенности и преимущества отдельных модулей. Перечислена последовательность работ. Дальнейшей точкой роста технологии является колтюбинговое бурение из обсаженных эксплуатационных колонн и скважин и возможность бурения из вертикальных скважин с радиусом бурения менее 20 метров.

### **Успешная реализация фрезерования пробок в первых нетрадиционных горизонтальных газовых скважинах при высоких давлениях до 15,000 psi и высоких температурах в ОАЭ.**

Праджакта Кулкарни, менеджер по продажам; Тимур Сабитов, менеджер по продажам Восточное полушарие, Tenaris Coiled Tubes

Разработка нетрадиционных запасов газа в ОАЭ находится под влиянием растущего спроса на газ на местном рынке. Несмотря на многолетние исследования газовых пластов, в коллекторах остаются большие неразработанные запасы газа.

Для разработки этих нетрадиционных запасов применяется многостадийный гидроразрыв пласта в горизонтальных скважинах. Данная технология создала высокий спрос на такое оборудование для изоляции интервалов, как мостовые пробки и пробки ГРП. Для ввода скважины в эксплуатацию необходимо эффективно и быстро удалить эти пробки из скважины. На большинстве скважин ГРП проводится по технологии Plug & Perf, которая требует

Despite the fact that soluble metal tools are widely used in the oil and gas industry, the cumulative effect of downhole conditions on the rate and pattern of product dissolution in the well is still poorly studied. This problem is particularly acute when predicting the dissolution time of balls for multistage fracturing. Generally accepted methods of testing fracturing balls for dissolution rate do not allow forecasting two most important parameters with sufficient accuracy: the time period when the ball provides hydraulic isolation of fracturing intervals, and the time period of complete dissolution of the ball.

This paper describes the dependence of the ball dissolution rate on the shape of the seat profile where dissolution occurs, temperature and pressure in the well, the impact of different process fluids. A test methodology is proposed to take into account the combined effect of the above-mentioned factors on the dissolution of fracturing balls. Validation tests of 71 mm diameter ball in the wellbore conditions are presented as an example of the proposed method.

**Oriented lateral drilling.** Irek Adylgareev, Chief Engineer "TagraS-RemService" enterprise "Akt'yubinskRemService", Sergey Atrushkevich, Chief Designer – First Deputy Director, Novinka CJSC, FID Group

The presentation was focused on the technology of drilling small-diameter horizontal laterals to extract hard-to-recover reserves from heterogeneous tight reservoirs. Recently, the operational vector of TATNEFT has been shifting towards fields composed of carbonate rocks that are classified as hard-to-recover ones with a total share of unrecovered reserves of 57%. The total share of recovered reserves is 21%. The process of reservoir exploitation is complicated by the presence of natural fractures extending in the vertical direction, the absence of reservoir pressure maintenance systems and the close location of water-saturated formations, which together increase the risks of water breakthrough, especially when using reservoir stimulation methods. It is important to emphasize that a significant proportion of carbonate target production zones are operated using open-hole horizontal wellbores, in which multiple acid treatments do not bring economically feasible results and their effect does not last sufficient time. TATNEFT, together with its customers, implemented a project of drilling small-diameter channels with subsequent dynamic stimulation. In the process of testing, various methods of creating channels have been tried – from creating several short-length channels (30–50 meters) to single channels 100 meters long. The best results were shown by the creation of more extended channels of about 100 meters long. Well yield increased by 195%. Cleaning channels from rock particles is important to achieve better performance. Simple injection

привлечения ГНКТ с гидравлическим забойным двигателем для разбуривания композитных пробок после ГРП.

В данной статье представлены комплексный междисциплинарный подход к оптимизации рабочего процесса, подбор необходимого оборудования для скважин со сложными условиями, процесс разбуривания пробок, рассчитанных на давление 100 МПа, работа с закачкой жидкости по замкнутому контуру. Основными сложностями были: подбор ГНКТ для работы в высокосернистой среде, обеспечение максимальной скорости проходки и эффективной промывки при разбуривании пробок на 100 МПа. Также в статье даются рекомендации по планированию работ, конструкции фрезы, подбору двигателя, частоте и скорости при шаблонировке



Скотт Шерман  
Scott Sherman

ствола, проблемам при разбуривании с промывкой по замкнутому контуру и планам ликвидации аварий. В статье представлены результаты полевых работ в трех скважинах.

### **Колтюбинг повышенной надежности – как повреждения от проскальзывания трубы влияют на срок ее службы? Скотт Шерман, технический директор, Nexus Energy Technologies Inc**

С момента начала использования ГНКТ из закаленной стали неоднократно возникал вопрос: нужно ли специальное оборудование для работы с такой высокопрочной трубой? При работе с такими гибкими трубами плашки противовыбросового превентора должны быть прочнее для надежного захвата и срезания трубы. Испытания показали, что в большинстве случаев стандартные превенторы обеспечивают достаточное усилие для захвата и срезания гибкой трубы из закаленной стали.

Возникает вопрос: насколько сильно воздействие плашек превентора и большого веса влияет на усталостный износ такой трубы?

В данной статье представлены результаты последних испытаний гибкой трубы из закаленной стали и сравнение с результатами испытаний

of acid into the channel brought 40% worse result compared to full-fledged high-pressure jetting in the drilled channel. Oil production raised considerably with the increase of acid volumes from 40 to 200 liters per meter and with deepening of the treatment. The deviation of the channel from the main wellbore proved to be an important factor. Small deviation of a new channel from the bottomhole (up to 5 meters) is less efficient compared to the channels with more than 5 meters of deviation. The difference in the additional oil production is 95% and 180% respectively. These figures were recorded for further analysis. As a result of all these operations the optimal combination of technological solutions was discovered and potential growth points were identified. In the course of the project implementation, research and development was carried out aimed at creating new products. In January 2019 a contract with Novinka was signed that envisaged experimental works to invent a BHA for steerable CT drilling. The presentation contained information about the composition of the directional drilling BHA, surface equipment, and about features and advantages of individual modules. The sequence of works was also listed. Further growth point of this technology is coiled tubing drilling from the cased production strings and wellbores and the possibility of drilling from vertical wells with a drilling radius of less than 20 meters.

### **Successful Execution of Closed Loop Milling of 15K Frac Plugs in First Unconventional HPHT Horizontal Gas Wells in UAE.**

Prajakta Kulkarni, Technical and Sales; Timur Sabitov, Sales Manager Eastern Hemisphere\_Line Pipe\_CRA, Tenaris Coiled Tubes

UAE Unconventional gas exploration efforts are influenced by growing local gas demand. Horizontal multistage fracturing comes as technology enabler to unlock gas reserves that have been unexplored in spite of many years of organic rich reservoir studies.

To produce these HPHT unconventional gas reserves multi-zone fracturing techniques being used. These fracturing techniques has created an increasing need for zonal isolation devices, such as composite bridge and frac plugs. Bringing the well on production requires these plugs to be removed effectively and timely. The majority of the wells completed using plug and perf method, which requires coiled tubing with a positive displacement motor to mill out composite plugs after fracturing operations.

This paper will discuss about the integrated multi-disciplinary approach for asset optimization, choosing the right equipment for highly challenging wells, execution of 15 k plug milling jobs and close loop flow back system. There was challenge to select coiled tubing string selection

стандартной гибкой трубы. В рамках испытаний ГНКТ диаметром 60,3 мм была установлена в плашки превентора, после чего к трубе была приложена нагрузка на натяжение 45,4 т. Затем были проведены испытания этой же трубы на изгиб с целью исследования максимального цикла изгибов, которые может выдержать участок трубы со следами воздействия плашек. Для испытания были использованы гибкие трубы из закаленной стали четырех групп прочности. В качестве ориентира был использован образец ГНКТ группы прочности 100. Целью данной работы является демонстрация того, что при работе с высокопрочными гибкими трубами можно использовать современные превенторы. Также в работе определено влияние воздействия плашек на усталостный износ труб.

### **Будущее уже наступило. Эффективное использование и безопасность на участке ГРП – автоматизированный участок ГРП.**

Чад Ван Бускерк, специалист в области инноваций, эксперт по интеллектуальным устьевым системам

Автоматизация рабочих процессов на устьевой площадке при проведении ГРП традиционно является сложной задачей из-за постоянной смены схем расстановки на устье, скважинных условий, оборудования и поставщиков. Флот ГРП обладает высокой мобильностью, устьевое оборудование устанавливается только временно. Ликвидация аварий, происходящих из-за человеческого фактора при проведении ГРП по технологии Plug & Perf, может быть причиной потери тысяч долларов и несчастных случаев, которых можно было избежать.

По аналогии с процессами принятия решений в смежных отраслях основной задачей обычно является минимизация риска – другими словами, автоматизация процесса и сокращение влияния человеческого фактора. Как правило, у добывающих компаний нет полных и точных данных о сложных внутрискважинных работах, которые проводятся одновременно. Поэтому загрузить эти данные в компьютеры или алгоритмы для автоматизации не представляется возможным. Для этого необходимо разработать систему сбора данных, которая обеспечит беспрецедентный уровень точности, надежности и непрерывности. Это позволит автоматизировать рабочие процессы и исключить человеческий фактор.

Для цифровизации работы с оборудованием для контроля давления была разработана технология определения наличия кабеля в превенторе, которую могут использовать как добывающие, так и сервисные компании. Затем разработанную технологию совместили с системой блокировки задвижек, в рамках которой при выходе основных параметров за границы допустимых пределов происходит закрытие задвижек, что дает возможность выбрать безопасный вариант дальнейших действий. Затем технологию усовершенствовали и включили возможность получения данных со всех датчиков на площадке в режиме реального времени. Объединенные данные, полученные в реальном

due to high H<sub>2</sub>S, efficient methodology by achieving max ROP for milling 15 K hard plugs and achieving effectual debris cleanout. It will also guide best practices and recommendations for pre job planning, mill design, motor selection, wiper trip frequency and speed, challenges faced while milling in closed loop system & contingencies with proven operational results in three wells.



### **High Strength Coiled Tubing – How Is Fatigue Life Affected By Slip Damage?**

Scott Sherman, Engineering Manager, Nexus Energy Technologies Inc

Since the advent of quenched and tempered coiled tubing, there were discussions about the use of coiled tubing with increased reliability. Is there a need in special handling equipment for a stronger and therefore heavier CT? Harder coiled tubing means that the BOP must have slip rams strong enough to hold the tube and shear blades hard enough to cut the tube. Tests have shown that in most cases the available BOP components are sufficient to grip and cut high-strength coiled tubing.

The presentation highlighted the results of some recent tests of Q&T coiled tubing versus conventional one. Four grades of high-strength coiled tubing, as well as a basic sample of 100-th grade CT were tested. It has been proven that modern BOPs can grip high-strength coiled tubing, and the effect of slip damage on coiled tubing fatigue life has been shown.

**The Future of Operational Efficiencies and Safety on a Fracturing Site is here – The Automated Frac Site, Chad van Buskirk,**

времени, позволяли провести проверку состояния оборудования. Это обеспечило высокий уровень надежности технологии, что является важнейшим фактором для автоматизации основных процессов. На текущий момент подтверждение всех основных процессов перед принятием важных решений производится с помощью цифровой подписи. Это сыграло ключевую роль для создания автономной площадки для проведения ГРП.

**Успешное извлечение колонны, установленной для технологии Velocity String – анализ примера на Ближнем Востоке.** Рустем Сунагатов, координатор по работе с заказчиками колтюбинга, «Шлюмберже»

Для повышения дебита добываемой продукции и предупреждения образования жидкостной пробки в газовой скважине было принято решение установить ГНКТ диаметром 60,3 мм длиной 4328 м в качестве лифтовой колонны. После успешной установки дебит скважины поддерживался на целевом уровне на протяжении нескольких лет. Затем добывающей компанией было принято решение извлечь ГНКТ, поскольку это был пилотный проект по увеличению дебита с помощью лифтовой колонны. Основными сложностями при извлечении лифтовой колонны была ее большая длина и тот факт, что она находилась в высокосернистой среде ( $\text{CO}_2$ : 40 000 мг/л,  $\text{H}_2\text{S}$ : 40 мг/л) более трех лет. В качестве материала для лифтовой колонны была выбрана низкоуглеродистая сталь с пределом прочности 620 МПа, которая выдерживает сульфидное коррозионное растрескивание под напряжением. Для извлечения колонны была установлена вышка для обеспечения доступа персонала во время резки трубы и извлечения забойной компоновки.

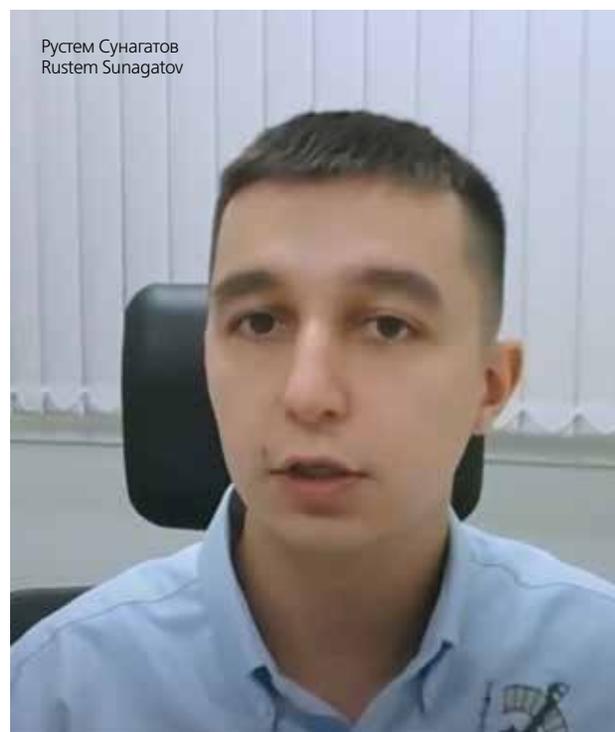
Извлечение лифтовой колонны было выполнено за несколько стадий. Сначала в скважину был спущен канат для установки обратных клапанов на нижнем конце лифтовой колонны. Затем, перед монтажом оборудования ГНКТ, было проведено испытание обратных клапанов. После этого был произведен монтаж установки ГНКТ и спуск в скважину инструмента для извлечения лифтовой колонны с профилем GS. Инструмент вошел в зацепление в профиль установленной колонны. Далее прямым натяжением был произведен срыв пакера, удерживающего лифтовую колонну. После этого лифтовая колонна вместе с пакером была извлечена. Вся компоновка удерживалась трубными плашками превентора. После необходимых испытаний на приток было произведено открытие превентора и срезание гибкой трубы ниже пакера. После разъединения всех компонентов был смонтирован внутренний коннектор для соединения рабочей ГНКТ с лифтовой колонной. В результате лифтовая колонна была безопасно извлечена на поверхность.

После извлечения забойной компоновки лифтовой колонны было произведено разъединение быстроразъемного соединения

**Innovation Subject Matter, Intelligent Wellhead Systems Expert**

Historically, it has been a challenge to consider automating processes on a fracturing site. Numerous challenges such as inconsistent layouts, environments, equipment and companies assembled on these ‘mobile/temporary plant sites’ have delayed the automation of critical procedures. Human caused incidents on a plug-and-perf fracturing operation have led to: diversion of the critical path activity, well-control events, hundreds of thousands of dollars lost and avoidable safety events. As with decision-critical-processes in similar industries, the solution is typically to engineer-out the risk- in other words, to automate the process and avoid human errors. Oil & gas operators traditionally did not have complete and trustworthy data on their complex simultaneous operations to allow computers, algorithms or controls systems to take over aspects of the operation. To automate critical-decisions, oil & gas operators must demand control systems that deliver an unprecedented level of visibility, consistency, and trust – allowing automation to infiltrate their operational processes, thereby eliminating human error.

A wireline detection tool was designed to give operators and service companies a digital window inside the pressure control equipment. This technology was then coupled with an engineered control system with valve interlocks at the accumulator – no longer could valves be operated if critical parameters were not met; furthermore,



Рустем Сунагатов  
Rustem Sunagatov

sequences could be defined to proceed safely with critical operations. This technology bundle then evolved to include real-time data from all digital services on site. This suite of data, and system checks, merged with trust in the critical platform

для опрессовки и срезание гибкой трубы гидравлической труборезкой. На резине пакерующего элемента были обнаружены повреждения, возникшие при подъеме на поверхность. Затем были произведены монтаж и испытание внутреннего коннектора для соединения и намотки гибких труб на 1,25 от веса трубы. После открытия трубных/удерживающих плашек ГНКТ была успешно намотана на барабан.

Извлечение лифтовой колонны было выполнено за одну спуско-подъемную операцию, общее время работы составило 30 часов. Полученный на этой работе опыт позволит расширить знания в области применения лифтовых колонн в газовых скважинах. В статье представлена информация о технологии, забойных инструментах, этапах работы, мерах по контролю рисков при извлечении лифтовой колонны из действующей скважины.

### **Комбинирование альтернативных жидкостей ГРП.** Шаповал Антон Владимирович, главный технолог службы ГРП, ООО «Пакер Сервис»

Полимеры на основе гуара надежно зарекомендовали себя в качестве основы жидкостей ГРП благодаря лучшим песконесущим качествам в широком диапазоне концентраций гелеобразователя и обеспечению закачки больших объемов проппанта с высокой концентрацией.

Тем не менее зачастую требуется проведение ГРП в сложных геологических условиях, в частности, при наличии слабых межпластовых перемычек, отделяющих нефтенасыщенный пласт от водонасыщенного, прорыв которых увеличивает риск обводнения продукции скважины. Для снижения этого риска применяют различные методы: снижение вязкости жидкости ГРП, уменьшение объема жидкости и расхода закачки. Понижение вязкости традиционных жидкостей на основе гуара (вплоть до вязкости линейного геля) неизбежно сопровождается значительным выпадением проппанта и ведет к его неравномерному распределению в трещине по высоте, что, в свою очередь, обуславливает потенциальное снижение проводимости трещины, а также значительно повышает риск преждевременной остановки операции ГРП. Таким образом, развитие разработок плотных коллекторов приводит к росту спроса на инновационные технологии процесса гидравлического разрыва пласта.

На сегодняшний день для разработки низкопроницаемых коллекторов компанией ООО «Пакер Сервис» предлагается проведение ГРП с применением низковязких жидкостей разрыва, которые лишены недостатков, присущих сшитым боратом гелевым системам. Системы жидкости на основе полиакриламида успешно прошли опытно-промышленные испытания, а увеличение добычи после технологической операции оказалось значительно выше ожидаемого.

Был проведен высокорасходный гидравлический разрыв пласта с использованием данной системы.

sensors and data was crucial to permit decisions to automate critical processes. Currently, critical processes are verified through a digital sign-off procedure, or digital handshake, before critical decisions can move forward. The stage has been set for the automated frac site.

### **Successful Retrieval of First Installed Velocity String – A case Study from the Middle East.** Rustem Sunagatov, Coiled Tubing Customer Engagement Coordinator, Schlumberger

Installation of 14,200 ft of 2 3/8-in. coiled tubing (CT) as a velocity string (VS) was performed to increase the fluid production velocity and avoid a liquid loadup problem in a gas well. After the successful installation, the well produced at economic rates for few years. Because this was a pilot project to ascertain the well's deliverability with the VS installed, the operator decided to retrieve the VS. The main challenge during the VS retrieval intervention was to retrieve such a long VS that had been in a sour well (40,000-ppm CO<sub>2</sub>, 40-ppm H<sub>2</sub>S) for more than 3 years. Low carbon 90,000 psi yield strength was chosen as a material for VS to withstand corrosion and Sulphur-stress cracking. A CT tower was utilized to have the access to the work area during pipe cutting and the bottomhole assembly (BHA) removal process.

The retrieval of the installed VS was executed in several stages. First, slickline was run in hole (RIH) to install the pump-through check valves at the bottom of the installed VS. Second, these check valves were inflow tested prior to CT equipment rig up. The CT unit was then rigged up on the wellhead and RIH with the VS retrieval assembly consisting of a GS pulling tool. The VS retrieval tool was latched onto the installed VS assembly, and, by applying a straight overpull, the packer that was used to hang the VS was unset. The VS was eventually pulled to surface along with the packer. The whole assembly was secured by pipe rams on blowout preventers (BOPs). After the required inflow tests on the BOP pipe rams were performed, the pressure control equipment (PCE) stack was opened and the CT was cut below the VS packer. All tools were disconnected, and a spoolable internal connector was made up to connect the retrieving CT with the VS. Eventually the VS was safely pulled to surface.

When the uphole VS BHA was retrieved to the surface, the quick connection used for pressure testing was opened and CT was cut with a hydraulic cutter. Uphole packer rubbers were found to be damaged during pulling out of hole (POOH). Internal spoolable connector was made and pull tested to 1.25 times of CT hanging weight. After opening pipe/slip rams CT was successfully spooled on the reel.

The retrieval of the VS was conducted in a single run with total operational time of 30 hours. The operation provided information will increase

При производстве работ на скважине проводился микросейсмический мониторинг.

Для исключения факта повреждения водочувствительных формаций компанией ООО «Пакер Сервис» предлагается проведение ГРП с использованием жидкости на нефтяной основе. Успешные опытно-промышленные испытания на газовых скважинах новоберезовской свиты показали ряд достоинств по сравнению с традиционными жидкостями разрыва.

**Успешное преодоление ограничений небольших платформ при колтюбинговых операциях.** Стивен Крейг, технический менеджер по ГНКТ – Pressure Pumping International, Baker Hughes

Промывка скважины от песка и проппанта остается одним из наиболее распространенных видов применения колтюбинга в нефтегазовой отрасли. Однако работы на шельфе являются более сложными в связи с ограниченностью палубного пространства, меньшей грузоподъемностью крана и низким пластовым давлением. В данной статье рассматривается одна из таких сложных работ на шельфе в условиях ограниченной площади палубы, не способной разместить весь флот ГНКТ. В статье представлены все возникшие проблемы и технические решения, разработанные для успешной намотки концентрической ГНКТ с судна и последующего выполнения работ.

Первая задача по намотке ГНКТ с морского судна была выполнена с помощью двух инжекторов – один на судне, другой на платформе. Необходимость в намотке с судна возникла в связи с ограниченной грузоподъемностью платформы, которая была ниже веса концентрической ГНКТ (труба 25 мм в трубе 50 мм). После выполнения работ вымотка ГНКТ производилась аналогичным способом.

В связи с ограниченным палубным пространством оборудование для подачи жидкости и азота (насосы, резервуары, оборудование для перемешивания) располагалось на судне снабжения.

В ходе работ возникли многочисленные проблемы, которые были успешно решены без происшествий, связанных с охраной труда, промышленной безопасностью и охраной окружающей среды. Кроме того, на платформе были предусмотрены запасные резервуары и насосы, которые можно было использовать в случае перебоев с подачей жидкости и азота с судна на платформу. В данной статье описываются методы, использованные для успешной намотки ГНКТ длиной 4520 м и общим весом 27 тонн с судна, а также преимущества использования такого метода намотки по всему миру.

В Азиатско-Тихоокеанском регионе работы ГНКТ с использованием судна снабжения выполняются регулярно. Однако намотка ГНКТ с судна является достаточно редкой операцией. Предполагается, что это первая операция, при которой намотка

industry understanding of the use of VS in gas wells, including information about techniques, downhole tools, and procedures and risk control measures used during the retrieval of a VS from a live well.

**Combination of alternative fracturing fluids.** Anton Shapoval, Chief Technologist hydraulic fracturing services of Packer Service LLC

Guar-based polymers have proven to be the basis of fracturing fluids due to their superior proppant-delivery properties over a wide range of gelling agent concentrations ensuring the injection of larger volumes of proppant with high concentration.

Nevertheless, it is often required to carry out hydraulic fracturing in difficult geological conditions, in particular, in case of weak interstratal walls separating the oil-saturated reservoir from the water-saturated one, the breakthrough of which increases the risk of watering the well fluid. To reduce this risk, various methods are used: reducing the viscosity of the fracturing fluid, reducing the fluid volume and injection rate. A decrease in the viscosity of traditional guar-based fluids (up to the viscosity of a linear gel) is inevitably accompanied by significant proppant screenout and leads to its uneven height distribution in the fracture, which, in turn, leads to a potential decrease in fracture conductivity, and also significantly increases the risk of premature fracturing shutdown. Thus, the development of tight reservoirs leads to an increased demand for innovative fracking technologies.

Today, to develop low-permeability reservoirs, Packer Service proposes fracturing operation with the use of low-viscosity fluids, which are devoid of the disadvantages inherent in borate cross-linked gel systems. Polyacrylamide-based fluid systems have been successfully tested and the subsequent increase in oil recovery has been significantly higher than expected.

A high-volume hydraulic fracturing was carried out using this system. During well intervention microseismic monitoring was conducted.

To prevent the damage of water-sensitive formations, Packer Service proposes to use oil-based hydraulic fracturing fluid. Successful pilot tests on gas wells of the Novoberezovskaya suite have shown a number of advantages over traditional fracturing fluids.

**Successfully Overcoming Small Platform Limitations to Conduct CT Operations.**

Steven Craig, Coiled Tubing Technical Manager – Pressure Pumping International, Baker Hughes

Sand cleanouts remain one of the most common applications of coiled tubing (CT) in the oil and gas industry. However, offshore operational complexity increases with deck space limitations, lower crane capacity and low reservoir pressures. This paper reviews one such challenging offshore scenario,

концентрической ГНКТ производилась с судна, а насосное оборудование находилось на судне снабжения. Подробное изложение процесса работ, мер по снижению рисков, полученных результатов и извлеченных уроков будет представлять особую ценность для отрасли.

### **Повторный гидроразрыв через годы добычи при многостадийном заканчивании фракции. «Шлюмберже»**

Целью данного исследования являлось определение эффективности и перспектив будущего внедрения усовершенствованной системы для горизонтальных скважин, в которой операции гидроразрыва сочетаются с операциями с гибкими насосно-компрессорными трубами (ГНКТ) и проводятся вместе с ГНКТ внутри скважины. Это приводит к сокращению времени выполнения операций многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП) и дает много преимуществ для будущих операций на скважинах.

Проблема возможности проведения повторного многоступенчатого ГРП до сих пор не решена и стоит очень остро перед всеми добывающими компаниями по всему миру. В результате командной работы (заканчивая, ГНКТ и ГРП) было предложено применить закрываемые проходные порты МГРП без подъема ГНКТ на поверхность.

Накопленный опыт показывает превосходство передовых технологий с использованием ГНКТ внутри скважин, что позволяет нам не только соответствовать высоким требованиям, но и расширять границы применения и превосходить ожидания наших заказчиков по ряду факторов, таких как: эффективность работы, длина горизонтальной части скважин, возможность проведения стадий вторичного ГРП и возможность открытия/закрытия портов при добыче из порта, мы также анализируем эффективность и риски использования ГНКТ внутри скважин в случае скрин-аута.

В статье описывается инновационный подход к повторному многоступенчатому ГРП, который впервые в мире был успешно реализован после двух лет эксплуатации скважин на Кондинском месторождении.

Первый успешный большетоннажный многостадийный ГРП с ГНКТ был проведен в 2018 году в России на Кондинском месторождении. В 2019 году на 2 из 5 скважин произошло значительное снижение темпов добычи. По результатам ГФИ на одной из скважин был проведен селективный МГРП для 6 из 10 портов, во второй – все 8 портов, тоннаж ГРП был увеличен до 150 тонн. В 2020 году, впервые в мире, после двух лет эксплуатации была вновь стимулирована еще одна скважина с 10 портами, все порты МГРП были успешно закрыты и вновь открыты.

Совместная работа заказчика и нескольких

with limited spatial capacity and not space for a full CT fleet. The paper describes the challenges encountered and the solutions formulated to conduct a successful concentric CT boat spooling and intervention.

The first operational task of boat spooling was completed from an offshore vessel to the platform using two injectors, one on the vessel and the other on the platform. The need for boat spooling arose due to the limited lifting capacity at the platform which was below the weight of the concentric coiled tubing (CCT), 1-in. CT constrained in a 2-in. string. At project end, the CCT was removed in a similar manner. Deck space was also limited and the fluid and nitrogen support equipment (pumps, tanks, chemical mixing) were located on a supply vessel.

Numerous challenges were faced during the operation, all of which were successfully tackled without health, safety or environmental (HSE) incident. Additionally, there was a provision of tanks and pumps on the platform to act as a back-up in the event of failure of supply from the vessel to the CT. This paper describes the methods utilized to successfully boat spool 14,825-ft of pipe of total weight 27-tonnes and cascade the benefits to future boat spooling operations throughout the globe.

While catenary CT operations are common in the Asia Pacific, boat spooling remains a relatively rare operation in the industry. It is believed this is a first operation where a CT operation was conducted in this manner with the fluid and nitrogen pump on a supply vessel and boat spooling was conducted for CCT. Detailing the execution procedures, risk mitigations, operational results and lessons learning will be of value to the industry.

### **Re-Frac after Years Production in Multi-stage Fraction Completion. Schlumberger**

The objective of this study was to identify efficiencies and prospects for future implementation of an advanced system for horizontal wells in which fracturing operations are combined with coiled tubing (CT) operations and are run together with CT inside the well. This results in decreased operation time for multistage fracturing (MSF) jobs and brings many advantages for future operations at wells.

The problem of multistage re-fracturing has not had a solution until now and is very acute for all customers around the world. As a result of the teamwork – completion, CT and hydraulic fracturing, a solution was proposed to apply reclosable full-pass ports and hydraulic fracturing along the annulus without pullout the coiled tubing.

Our gained experience shows the supremacy of advanced technologies with use of CT inside wells which allows us not only to meet high requirements, but also to expand the boundaries of application and to exceed expectations of our Customers with numbers of factors such as:

подразделений подрядчика позволила добиться успеха в поставленной задаче в сложных геолого-климатических условиях Кондинского месторождения в России. Представлена и реализована оптимизированная концепция многостадийного ГРП с использованием закрываемых портов полного прохода ГРП, работающих на ГНКТ без подъема на поверхность во время ГРП.

Достигнуты следующие результаты:

- 3 этапа гидроразрыва пласта на 70–100 т проппанта в сутки.
- Сокращение сроков проведения ГРП на 50% для каждой стадии.
- Многоступенчатая система для горизонтальных скважин последнего поколения продемонстрировала высокую надежность и не привела к задержкам в ее применении.

Инновационный подход к совместной работе флотов ГРП и ГНКТ позволил значительно сократить сроки эксплуатации. В статье также описывается опыт, извлеченные уроки и передовые практики, полученные на Кондинском месторождении, при этом особое внимание уделяется технической стороне операций ГНКТ внутри скважины. Для будущего успеха необходимо будет провести углубленный анализ, чтобы добиться дальнейшего сокращения сроков эксплуатации и устранения осложнений в процессе.

#### **Проливая свет на работы с ГНКТ в скважинах с многостадийным заканчиванием.** Степанов Владимир, «Шлюмберже»

Многостадийное заканчивание скважин все чаще используется компаниями-операторами для увеличения площади контакта с коллектором, а также для управления притоком при добыче из нескольких продуктивных интервалов. При использовании такого типа заканчивания крайне важно иметь инструменты и техники для оценки его эффективности в сохранении изоляции между интервалами, тем самым обеспечивая максимальную отдачу каждого горизонта, что особенно важно при проведении работ по интенсификации притока и кислотных обработках. В этом исследовании излагаются установленные рабочие практики по мониторингу и диагностике гидравлического сообщения между интервалами с использованием распределенной термометрии. Собранные данные были получены в ходе кампании по интенсификации притока с использованием ГНКТ на скважинах с многостадийным заканчиванием на карбонатном месторождении в Каспийском регионе. Исследование основывается на данных распределенной термометрии, полученных перед и во время проведения кислотных обработок каждого интервала индивидуально. Изменения в температурном профиле, уникальные для определенных

эффективности операций, количества стадий, длины горизонтальной части скважин, возможность вторичных операций по закрыванию портов в случае добычи воды из скважины, мы также анализируем эффективность и риски использования ГНКТ внутри скважины в случае экранной остановки.

Статья описывает инновационный подход к ре-мультистадийной гидравлической трещиноватости, который был успешно реализован впервые в мире после двух лет эксплуатации скважины на Кондинском месторождении.

Первый успешный тяжелотоннажный мультистадийный ГРП с ГНКТ внутри скважины был проведен в 2018 году в России на Кондинском месторождении. В 2019 году, для 2 из 5 скважин, наблюдался значительный спад скорости добычи. На основании результатов ПЛТ, мультистадийная трещиноватость была проведена на одной из скважин для 6 из 10 портов, во второй же все 8, тоннаж был увеличен до 150 тонн. В 2020 году, впервые в мире, после двух лет эксплуатации, еще одна скважина с 10 портами была ре-стимулирована, все МСФ порты были успешно закрыты и открыты.

Командная работа заказчика и нескольких сегментов подрядчика позволила достичь успеха в задаче в сложных геологических и климатических условиях Кондинского месторождения в России. Оптимизированная концепция мультистадийной трещиноватости с использованием закрываемых портов полного прохода ГРП, работающих на ГНКТ без подъема на поверхность во время трещиноватости, была представлена и реализована.

Следующие результаты были достигнуты:

- 3 этапа гидравлической трещиноватости с 70–100 т проппанта в сутки
- Сокращение сроков гидравлической трещиноватости на 50% для каждой стадии

Последнее поколение мультистадийной системы для горизонтальных скважин продемонстрировало высокую надежность и не привело к задержкам в ее применении.

Инновационный подход к совместной работе флотов гидравлической трещиноватости и ГНКТ позволил значительно сократить сроки эксплуатации. Статья также описывает опыт, полученные уроки и передовые практики, полученные на Кондинском месторождении, при этом особое внимание уделяется технической стороне операций ГНКТ внутри скважины. Для будущего успеха необходимо будет провести углубленный анализ, чтобы добиться дальнейшего сокращения сроков эксплуатации и устранения осложнений в процессе.

#### **Shedding Light on CT operations in multi-stage wells.** Vladimir Stepanov, Schlumberger

Multi-stage well completions are increasingly being used by operators to increase the contact area with the reservoir, as well as to control inflow when producing from multiple production intervals. With this type of completion, it is imperative to have the tools and techniques to evaluate its effectiveness in maintaining isolation between intervals, thereby maximizing the return on each horizon, which is especially important in production stimulation and

событий, помогли идентифицировать ряд явлений, таких как сообщение между интервалами, разгерметизация/потеря целостности колонны, а также понимание распределения закачиваемой жидкости за колонной. Полученная информация пролила свет на динамику распределения жидкости во время проведения кислотной обработки, а также на способность используемого типа заканчивания обеспечить гидравлическую изоляцию между интервалами. Одним из важных открытий было то, что сообщение между зонами может происходить посредством нескольких механизмов (к примеру, непосредственно через набухающие пакеры или же через сам пласт). Применяемые технологии по распределенной термометрии и забойные данные, получаемые вживую с инструментов ГНКТ, также позволили проводить корректировку стратегии проведения кислотных обработок в режиме реального времени.

#### **FIDMASH NOV. Технологии и развитие.**

Ерченко Виктор Михайлович, начальник управления продаж и продвижения продукции, СЗАО «ФИДМАШ»

В настоящее время СЗАО «ФИДМАШ» продолжает работу над совершенствованием существующих моделей и развитием новых направлений:

- оборудование для использования ГНКТ диаметром свыше 44,45 мм на больших глубинах;
- оборудование для использования ГНКТ диаметром свыше 50,8 мм на больших глубинах;
- установки тяжелого класса на двух транспортных базах (на двух шасси или на шасси и полуприцепе);
- установка класса МК30Т-50 на шасси Tatra с узлом намотки емкостью до 6000 м ГНКТ диаметром 44,45 мм и массой 26 т.

Наша новая разработка – сервис «Фидмаш-Онлайн» – постоянно совершенствуется и расширяет функционал. На текущем этапе сервис осуществляет:

- синхронизацию и хранение полученных данных;
- получение оповещений о неисправностях оборудования и аварийных сообщений;
- предоставление отчетов.

Нововведения:

- отчеты/аналитика – аналитическая обработка накопленных данных и формирование отчетов о работе оборудования на их основе;
- Web СКР-Архив – онлайн-построение графиков и составление отчетов по технологическим операциям;
- видеоданные (2020 год) – при наличии на борту системы видеонаблюдения;
- интеграция в системы сбора и обработки данных заказчиков (API, ModBus и другие протоколы). ☉

acidizing operations. This study outlines established working practices for monitoring and diagnosing hydraulic communication between sections using distributed thermometry. The data collected was obtained from a CT stimulation campaign in multistage wells in a carbonate field in the Caspian region. The study is based on distributed thermometry data obtained before and during the acid treatments of each interval individually. Changes in the temperature profile, unique to specific events, helped to identify a number of phenomena such as inter-interval communication, casing depressurization / loss of integrity, and understanding the distribution of the injected fluid behind the column. The information obtained has shed light on the dynamics of fluid distribution during acidizing, as well as the ability of the type of completion used to provide hydraulic isolation between intervals. One of the important discoveries was that communication between zones can occur through several mechanisms (for example, directly through the swellable packers or through the formation itself). The applied technologies for distributed temperature logging and downhole data obtained live from CT tools also made it possible to adjust the acidizing strategy in real time.

#### **FIDMASH NOV. Technology and development.** Viktor Yerchenko, Head of Sales and Product Marketing, NOV FIDMASH

At present, NOV FIDMASH continues to work on improving existing models of equipment and developing new directions:

- equipment for the use of coiled tubing with a diameter of over 44.45 mm at great depths;
- equipment for the use of coiled tubing with a diameter of over 50.8 mm at great depths;
- heavy CT units on two transport bases (on two chassis or on a chassis and a semitrailer);
- MK30T-50 unit on Tatra chassis with a winding unit with a capacity of up to 6000 m of coiled tubing with a diameter of 44.45 mm and a weight of 26 tons.

Our new development – the Fidmash-Online service – is constantly being improved and expanded its functionality. At the current stage, the service provides:

- synchronization and storage of the received data;
- receiving notifications about equipment malfunctions and emergency messages;
- provision of reports.

Innovations include:

- reports/analytics – analytical processing of accumulated data and generation of reports on equipment operation based on them;
- Web SKR-Archive – online graphing and reporting of technological operations;
- video data (2020) – if there is a video surveillance system on board;
- integration into systems for collecting and processing customer data (API, ModBus and other protocols). ☉

## Семинары от ICoTA-Россия

В 2019 году под эгидой российского отделения Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA-Россия) и ООО «Время колтюбинга» при информационной поддержке научно-практического журнала «Время колтюбинга. Время ГРП» стартовала серия семинаров для специалистов российских нефтесервисных компаний.

Курсы, читаемые лекторами из компаний – лидеров мирового нефтегазового сервиса, предлагают новейшую информацию по широкому спектру вопросов, касающихся высокотехнологичных работ.

**На сегодняшний день ICoTA-Россия предлагает проведение семинаров под ключ по следующим тематикам:**

- 1. Применение ГНКТ в капитальном ремонте и строительстве скважин;**
- 2. Введение в ГРП;**
- 3. Введение в Directional Drilling.**

Как это работает:

Вначале лектор проводит краткое тестирование участников семинара на предмет уровня владения темой. В соответствии с результатами тестирования корректируется программа семинара по наполнению, делается упор на заполнение теоретических пробелов, а также на разбор кейсов по технологиям по выбранной тематике. Лектор делится собственным опытом работы и выносит на обсуждение наиболее интересные кейсы. Интерактивная форма проведения семинаров помогает вовлечь слушателей в тематику, тем самым обеспечивая практические результаты обучения.

В завершающей части семинара лектор проводит итоговое тестирование по прослушанному курсу. Каждый участник получает сертификат ICoTA-Россия о прохождении семинара. Отзывы компаний, где были организованы семинары, свидетельствуют о повышении компетенций участвовавших в них специалистов.

ICoTA-Россия стремится подбирать темы, наиболее актуальные для отечественного инженерного сообщества, и привлекать самых авторитетных лекторов. Если интересующая вас тема отсутствует в нашем списке, мы готовы найти соответствующего лектора и провести семинар для вашей компании.

**Будем рады сотрудничеству!**

Информация по семинарам и программам семинара высылается по запросу.

**Контактное лицо:**

исполнительный директор ICoTA-Россия, директор  
ООО «Время колтюбинга» Грибов Артем Николаевич  
E-mail: [Artem.Gribov@cttimes.org](mailto:Artem.Gribov@cttimes.org)  
Тел.: +7 (495) 481-34-97 доб. 101



## ГРУППА ФИД - ВАШ ПАРТНЁР В ОБЛАСТИ ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ И РЕМОНТА СКВАЖИН

20  
ЛЕТ

ОПЫТА



ИЗГОТОВЛЕНИЕ  
ПО ИНДИВИДУАЛЬНОМУ  
ТЕХНИЧЕСКОМУ ЗАДАНИЮ



ШИРОКАЯ СЕТЬ  
СЕРВИСНЫХ ЦЕНТРОВ



АВТОРИЗИРОВАННЫЙ  
СЕРВИСНЫЙ ЦЕНТР  
ПО РЕМОНТУ И  
ОБСЛУЖИВАНИЮ НАСОСОВ  
ВЫСОКОГО ДАВЛЕНИЯ  
ПРОИЗВОДСТВА SPM



**НАШИ ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ  
ДЕЛАЮТ БЕЗГРАНИЧНЫМИ  
ВАШИ ВОЗМОЖНОСТИ!**

# ...надежно, разумно, с гарантией!



Управление по ГНКТ ООО «ВЕТЕРАН» было образовано в 2013 году. Сегодня компания успешно выполняет весь спектр ключевых работ с использованием гибких насосно-компрессорных труб:

- гидropескоструйная перфорация;
- установка пакеров: циркуляционных, растворимых, пакер-пробок;
- проведение кумулятивной перфорации с установкой изолирующих пробок на ГНКТ по технологии Plug & Perf;
- фрезерование портов МГРП под номинал на ГТ  $\varnothing = 50,8$  мм;
- активация портов МГРП;
- проведение промыслово-геофизических исследований как на автономном приборе, так и на ГТ с кабелем;
- выполнение технологических операций с применением осевого пакера Raptor (ОТСЭК, опрессовка, ОПЗ, КГРП, БОПЗ и т. д.);
- работа в многоствольных скважинах;
- очистка НКТ и эксплуатационной колонны от АСПО и гидратов с помощью тепловых обработок, растворителей и гидромониторных насадок;
- освоение азотом;
- глушение скважин.

На текущий момент работы выполняются семью флотами, оснащенными ГНКТ  $\varnothing = 38,1$  мм  $L_{max} = 5500$  м,  $\varnothing = 44,45$  мм  $L_{max} = 5500$  м,  $\varnothing = 50,8$  мм  $L_{max} = 6600$  м. Имеется в наличии крестовина фонтанной арматуры для ГРП с защитным протектором ГНКТ для проведения многостадийного ГРП без полного подъема ГТ с рабочим давлением 70 МПа.

Компания реализует инновационные проекты, используя прогрессивное оборудование и беря на вооружение отраслевые технологические новшества.

На данный момент в разработке находятся два новых проекта:

- «Технология зарезки бокового ствола на ГНКТ  $\varnothing = 50,8$  мм с последующим управляемым бурением»;
- «Кислотное туннелирование боковых отводов в карбонатном коллекторе с онлайн-инклинометром».

Услуги по обработке призабойной зоны пласта компания оказывает с 2009 года. В настоящее время ООО «ВЕТЕРАН» выполняет следующие виды операций:

- стандартная ОПЗ с использованием соляной кислоты/глинокислотных составов;
- МСКО/большеобъемная ОПЗ с использованием

- соляной кислоты средним объемом 150 м<sup>3</sup>;
- МСКО/большеобъемная ОПЗ с применением протектора фонтанной арматуры;
- КГРП на собственном внутрискважинном оборудовании;
- высокотехнологичная ОПЗ с использованием самоотклоняющихся кислотных и потокоотклоняющих составов;



- термопенокислотная ОПЗ с применением комплекса ГНКТ, что позволяет получать термопенокислотную композицию на забое скважины;
- пеноазотнокислотная ОПЗ с применением высокопроизводительного азотного комплекса. Компания имеет собственное внутрискважинное оборудование для выполнения работ по ОПЗ при  $P_p = 500$  атм: НКТ – 73 мм, НКТ – 60,2 мм, пакерно-якорное оборудование под все типоразмеры э/колонн, фрак-головки с  $P_p = 700$  атм и  $P_p = 1000$  атм, протектор фонтанной арматуры (ПФА), три высокотехнологические насосные установки с  $Q_{max}$  от 1,5 до 3,0 м<sup>3</sup>/сут при  $P_p = 200$  атм/330 атм. и  $Q_{min}$  от 0,05 до 0,1 м<sup>3</sup>/сут при  $P_p = 1000$  атм/700 атм

Среднегодовой объем закачиваемых кислотных составов в среднем составляет 34 000 м<sup>3</sup>.

**СКС** – самоотклоняющийся кислотный состав, принцип действия заключается в изменении динамической вязкости при протекании реакции кислоты с породой.



**КАЭ** – кислотно-ароматическая эмульсия, предназначена для отклонения кислотных составов. Вязкость регулируется в широком диапазоне.



**ВСЭ** – водно-солевая эмульсия, предназначена для отклонения кислотного состава. ПАВ-эмульгаторы отмывают пласт от загрязнений, углеводородный компонент растворяет асфальтосмолопарафиновые отложения, гидрофобизирует пласт.



С 2009 года ООО «ВETERАН» оказывает услуги глушения скважин. Ежегодно компания осуществляет приготовление технологических жидкостей на основе сухих солей (NaCl, KCl, CaCl, Ca(NO<sub>3</sub>)<sub>2</sub>), в том числе блокирующих составов, в объеме более 500 000 м<sup>3</sup>.

Для глушения скважин с аномально низким пластовым давлением, высоким газовым фактором и многопластовых скважин применяются блокирующие составы на полимерной основе, обратные эмульсии на углеводородной основе, а также инновационные составы на основе изотрена. За год ООО «ВETERАН» выполняет более 200 скважино-операций с глушением блокирующими составами.



**БСВ** – гели на полимерной основе, применяются в скважинах с высоким газовым фактором и высоким показателем проницаемости.

- Регулирование времени гелеобразования.

- Регулируемая вязкость (от 30 сПз до нетекучести).
- Деструктор – 5–6%-й соляно-кислотный состав.

**ИЭР** – инвертно-эмульсионные растворы,



- обладают высоковязкостными свойствами, препятствующими фильтрации водных растворов в пласт.
- Снижает отрицательное воздействие растворов глушения на пласт.
- Уменьшает время вывода скважины на режим.
- Возможно в широком диапазоне температур и плотностей (до 85 °С и до 1,32 кг/м<sup>3</sup>).
- Состоит из ПАВ, углеводов и солевого водного раствора.

**ИЗОТREN** – инновационный блокирующий состав.

- Технологичность в приготовлении и применении.
- Полное разложение состава после закачки раствора деструктора – за 4 ч.

**Полиаэрогель** – полисахаридный гель мягкой сшивки, представляет собой вязкоупругую систему с высокой вытесняющей способностью.

- Технологичность в приготовлении и применении.
- Экологическая безопасность.
- Сокращение сроков выхода на режим.
- Повышение эффективности глушения.



– Самодеструкция или деструкция с применением 3%-го соляно-кислотного состава.

Для поддержания конкурентоспособного уровня, увеличения эффективности операций компания анализирует поставленные задачи Заказчиком для подбора и предложения инновационных технологических решений. Для решения поставленных задач компания имеет все необходимые ресурсы (производственные, интеллектуальные, финансовые).

Регионы деятельности ООО «ВETERАН»:

1. Оренбургская область;
2. Самарская область;
3. Республика Башкортостан;
4. ХМАО-Югра;
5. ЯНАО.

**ООО «ВETERАН»**

461040, Оренбургская обл., г. Бузулук,  
ул. Магистральная, 7

Телефон/факс: (35342) 7-64-45

E-mail: [veteran@veteran.bz](mailto:veteran@veteran.bz)

[www.veteran.bz](http://www.veteran.bz)

# Успешное извлечение впервые установленной лифтовой колонны – анализ работы на Ближнем Востоке\*

## Successful Retrieval of First Installed Velocity String – A Case Study from Middle East\*

Абдулла СУБАИИ, Мултаз Р. Аль ГУБАЙНИ, Яссер ШАВЛИ, Saudi Aramco; Рустем СУНАГАТОВ, Даниш АХМЕД, Моххамед АРИФИН, Валентин ПОЧЕТНЫЙ, Моххамед САНТАЛИ, «Шлюмберге»

Abdullah SUBAII, Mutaz R. Al GHUBAYNI, Yasser SHAWLI, Saudi Aramco; Rustem SUNAGATOV, Danish AHMED, Mohammad ARIFIN, Valentin POCHETNYI, Mohammed SANTALI, Schlumberger

SPE-199837-MS

21-я Международная научно-практическая конференция «Колтюбинговые технологии, ГПП, внутрискважинные работы» (26-27 ноября 2020 года, Москва).

21<sup>st</sup> International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference (November 26-27, 2020, Moscow).

### Аннотация

Для повышения дебита добываемой продукции и предупреждения скопления жидкости в газовой скважине было принято решение установить ГНКТ размером 60,3 мм длиной 4328 м в качестве лифтовой колонны. После успешной установки дебит скважины поддерживался на целевом уровне на протяжении нескольких лет. Затем добывающей компанией было принято решение извлечь ГНКТ, поскольку это был пилотный проект по увеличению дебита с помощью лифтовой колонны. Основными сложностями при извлечении лифтовой колонны была ее большая длина и тот факт, что она находилась в высокосернистой среде (CO<sub>2</sub>: 40 000 мг/л, H<sub>2</sub>S: 40 мг/л) более трех лет. В качестве материала для лифтовой колонны была выбрана низкоуглеродистая сталь с пределом прочности 620 МПа, которая выдерживает сульфидное коррозионное растрескивание под напряжением. Для извлечения колонны была установлена опорная вышка для обеспечения доступа персонала во время резки трубы и извлечения забойной компоновки.

Извлечение лифтовой колонны было выполнено за несколько стадий. Сначала в скважину был спущен канат для установки прокачиваемых обратных клапанов на нижнем конце лифтовой колонны. Затем, перед монтажом оборудования ГНКТ было проведено испытание обратных клапанов. После этого был произведен монтаж установки ГНКТ и спуск в скважину инструмента для извлечения лифтовой колонны с профилем GS. Инструмент вошел в зацепление с

### Abstract

Installation of 14,200 ft of 2 3/8-in. coiled tubing (CT) as a velocity string (VS) was performed to increase the fluid production velocity and avoid a liquid loadup problem in a gas well. After the successful installation, the well produced at economic rates for few years. Because this was a pilot project to ascertain the well's deliverability with the VS installed, the operator decided to retrieve the VS. The main challenge during the VS retrieval intervention was to retrieve such a long VS that had been in a sour well (40,000-ppm CO<sub>2</sub>, 40-ppm H<sub>2</sub>S) for more than 3 years. Low carbon 90,000 psi yield strength was chosen as a material for VS to withstand corrosion and Sulphur-stress cracking. A CT tower was utilized to have the access to the work area during pipe cutting and the bottomhole assembly (BHA) removal process.

The retrieval of the installed VS was executed in several stages. First, slickline was run in hole (RIH) to install the pump-through check valves at the bottom of the installed VS. Second, these check valves were inflow tested prior to CT equipment rig up. The CT unit was then rigged up on the wellhead and RIH with the VS retrieval assembly consisting of a GS pulling tool. The VS retrieval tool was latched onto the installed VS assembly, and,

\* Защищено авторским правом компании Schlumberger/Schlumberger-Private.

профилем в компоновке установленной колонны. Далее прямым натяжением был произведен срыв пакера, удерживающего лифтовую колонну и подъем колонны вместе с пакером. После этого вся колонна была подвешена в трубных плашках превентора. После необходимых испытаний на приток было произведено открытие превентора и срезание гибкой трубы ниже пакера. После разъединения всех компонентов был смонтирован внутренний коннектор для соединения рабочей ГНКТ с лифтовой колонной. В результате лифтовая колонна была безопасно извлечена на поверхность.

После извлечения забойной компоновки лифтовой колонны было произведено разъединение быстроразъемного соединения для опрессовки и срезание гибкой трубы гидравлической труборезкой. На резине пакерующего элемента были обнаружены повреждения, возникшие при подъеме на поверхность. Затем был произведен монтаж и испытание внутреннего коннектора для соединения и намотки гибких труб на 1,25 от веса трубы. После открытия трубных/удерживающих плашек ГНКТ была успешно намотана на барабан.

Извлечение лифтовой колонны было выполнено за одну спуско-подъемную операцию, общее время работы составило 30 часов. Полученный на этой работе опыт позволит расширить знания в области применения лифтовых колонн в газовых скважинах. В статье представлена информация о технологии, забойных инструментах, этапах работы и мерах по контролю рисков при извлечении лифтовой колонны из действующей скважины.

## Введение и общие сведения

В процессе разработки газового пласта пластовое давление падает из-за истощения (Garzon и др., 2006). При этом зачастую происходит образование жидкостной пробки. Это оказывает противодействие, которое ограничивает приток к скважине, что может привести к значительному снижению продуктивности или даже к полной остановке скважины. Скопление жидкости в стволе газовой скважины происходит из-за низкого уровня энергии газовой фазы, необходимой для фильтрации жидкости по компоновке заканчивания. В скважинах с низким давлением скопление жидкости может привести к полной остановке скважины. В скважинах с более высоким давлением скопление жидкости может привести к образованию пробки. Помимо снижения продуктивности скважины, образование пробки может вызвать серьезные осложнения при проведении испытаний пласта для мониторинга пластовых параметров.

Как правило, в скважинах происходит скопление воды или конденсата. Скопление жидкости в добывающих скважинах происходит по следующим причинам: негерметичность обсадной колонны, в результате внутрискважинных работ (закачка жидкости), прорыв воды из нижележащего горизонта, газ с большим содержанием тяжелых фракций либо выпадение конденсата при снижении давления ниже точки росы. Пласты с газовым конденсатом отличаются

by applying a straight overpull, the packer that was used to hang the VS was unset. The VS was eventually pulled to surface along with the packer. The whole assembly was secured by pipe rams on blowout preventers (BOPs). After the required inflow tests on the BOP pipe rams were performed, the pressure control equipment (PCE) stack was opened and the CT was cut below the VS packer. All tools were disconnected, and a spoolable internal connector was made up to connect the retrieving CT with the VS. Eventually the VS was safely pulled to surface.

When the uphole VS BHA was retrieved to the surface, the quick connection used for pressure testing was opened and CT was cut with a hydraulic cutter. Uphole packer rubbers were found to be damaged during pulling out of hole (POOH). Internal spoolable connector was made and pull tested to 1.25 times of CT hanging weight. After opening pipe/slip rams CT was successfully spooled on the reel.

The retrieval of the VS was conducted in a single run with total operational time of 30 hours. The operation provided information will increase industry understanding of the use of VS in gas wells, including information about techniques, downhole tools, and procedures and risk control measures used during the retrieval of a VS from a live well.

## Introduction and Background

As a gas reservoir produces, the reservoir pressure decreases due to depletion (Garzon et al. 2006). As reservoir pressure decreases, a condition of liquid loading often develops. This can seriously restrict, or even prevent, well productivity by exerting a backpressure that restricts reservoir inflow performance. In gas wells, liquid accumulates within the wellbore due to the inability of the gas phase to provide sufficient transport energy for liquid to be produced through the completion tubular. In low-pressure wells, the liquid accumulation may be sufficient to kill the well. In the wells with higher reservoir pressure, liquid loading may cause slugging. In addition to affecting production efficiency, slugging can seriously affect routine production tests performed to monitor reservoir parameters.

Wells that are candidates for deliquification techniques are wells mostly loaded with water or condensate. Water can be loaded into producing wells because of a casing leak, an intervention (injected fluids), water produced from a zone below the producing zone, or a well producing wet gas or loaded with condensate below dew point. Although gas-condensate reservoirs differ from dry-gas reservoirs, understanding of phase and fluid flow behavior relationships is essential

от пластов с сухим газом. Тем не менее важно правильно определять характер фазовых переходов и фильтрации флюидов для расчета различных параметров добычи газоконденсата (испытание пласта, подсчет запасов, прогнозирование динамики дебита). Выпадение конденсата происходит при снижении пластового давления ниже точки росы. При этом происходит значительное снижение дебита, а извлечь образовавшуюся пробку конденсата на поверхность невозможно. Таким образом, насыщенность конденсата и скопление жидкости являются важными факторами для разработки газоконденсатных пластов.

## Лифтовая колонна

**Введение.** Тенденция к истощению пластов при разработке зрелых месторождений привела к росту популярности технологии заканчивания скважин лифтовой колонной. Лифтовая колонна повышает скорость движения флюидов благодаря меньшему диаметру колонны. Повышение скорости обеспечивает достаточную энергию для подъема скважинной продукции на поверхность. Установка ГНКТ в качестве лифтовой колонны предоставляет несколько преимуществ в области экономической эффективности, технологичности и безопасности. Преимуществом ГНКТ является возможность безопасной установки лифтовой колонны в действующую скважину без глушения. Это позволяет значительно снизить риски, а также сократить временные и денежные затраты на повторное освоение скважины по сравнению с альтернативными методами. Установка лифтовой колонны может значительно повысить продуктивность скважины. Во многих случаях своевременная установка колонны позволяет снизить риски образования языков или конуса обводнения. На некоторых скважинах установка лифтовой колонны позволяет исключить риск преждевременного прорыва воды и повысить коэффициент выработки запасов.

**Этапы установки лифтовой колонны.** Для скважин-кандидатов для установки лифтовой колонны характерна следующая динамика дебита: типичное плановое снижение, а затем резкое падение или полная остановка. Однако в качестве кандидатов могут быть выбраны и скважины с низким или нулевым дебитом. Например, в некоторых скважинах с низким дебитом по газу скопление жидкости могло образоваться с самого начала эксплуатации. В этом случае для исключения необратимого повреждения призабойной зоны необходимо провести ремонтные работы как можно скорее.

В скважинах с высоким содержанием сероводорода или повышенной коррозионной активностью необходимо использовать оборудование из коррозионностойкого сплава, который обеспечит долговечность работы и исключит риск ликвидации скважины. Для того чтобы изучить процедуру извлечения лифтовой колонны, необходимо понимать процедуру ее установки, которая состоит из следующих этапов:

- Провести промывку под высоким давлением с гидромониторной насадкой на глубине установки пакера.

to make accurate engineering computations for gas-condensate systems (e.g., well testing, estimating reserves, and predicting production trends). Condensate dropout occurs in the reservoir as the pressure falls below dewpoint. Because of this, the production decreases significantly, and the condensate bank formed is also unrecoverable. Hence, the condensate saturation and liquid buildup are very significant in gas-condensate reservoirs (Lal 2003).

## Velocity String (VS)

**Introduction.** The trend of depletion of gas and fluid production in aging reservoirs has increased the popularity of completing the wells with velocity strings (VS). A velocity string increases fluid velocity due to production through reduced-diameter tubing. The increase in velocity should provide sufficient transport energy to carry all the produced liquids to surface. These coiled tubing (CT) VS installations provide several technical, economic, and safety benefits. CT has inherent advantages for safe live well working that enable the installation to be undertaken without the need to kill the well. This significantly reduces the risk, time, and cost of the recompletion process, when compared with alternative techniques. Installing a VS may significantly modify the production characteristics of a well. In many cases, timely installation can reduce potential problems such as water fingering or coning. In some applications, premature water-out can be prevented enabling an increase in the recoverable reserves of the producing reservoir.

**Phases of VS installation.** VS candidates are characterized by production characteristics that show a normal (expected) decline, followed by a sudden decrease or halt in produced fluids. However, even wells having produced little or no fluids may be candidates. For example, in some wells with low gas production rate, liquid loading may have started with initial production, and this liquid loading should be resolved as soon as possible to prevent irreparable reservoir damage.

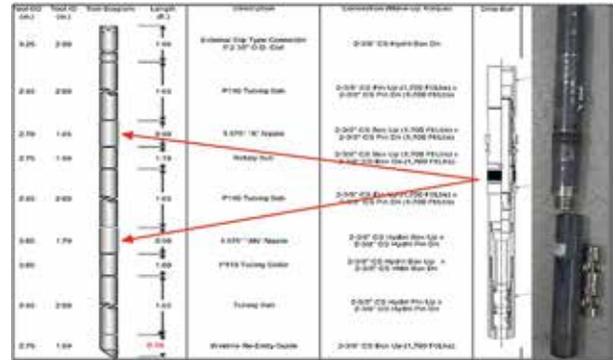
In sour and corrosive environments, a corrosion-resistant alloy should be selected for long-term integrity and to safeguard future abandonment. To understand the VS retrieval procedure, it is important to first understand the VS installation process. The process consists of the following stages:

- Cleanout across packer setting depth by high-pressure jetting tool.
  - The main objective of this step is to ensure production tubing is clean at the packer setting depth. The packer is used to hang the VS in the well.
- Make up the velocity string lower BHA with

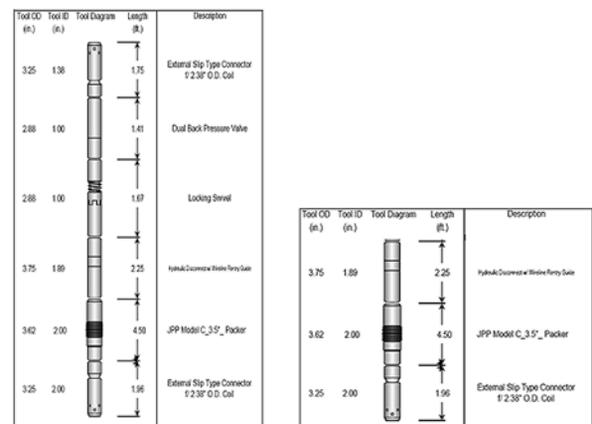
- Основной задачей этого этапа является промывка НКТ на глубине установки пакера. Пакер используется для подвешивания лифтовой колонны в скважине.
- Произвести монтаж компоновки низа лифтовой колонны с предустановленными обратными клапанами.
  - Компоновка низа колонны (рис. 1) включает в себя посадочные ниппели с профилями X и XN, в которые установлены обратные клапаны. Обратные клапаны служат в качестве барьера при установке лифтовой колонны.
- Произвести спуск лифтовой колонны с компоновкой на целевую глубину.
  - Перед резкой ГНКТ подвешивается в трубных плашках. После этого производится испытание на приток для проверки работоспособности обратных клапанов и трубных плашек превентора (это необходимо для дальнейшего безопасного проведения разъединения фонтанной арматуры и резки ГНКТ).
- Произвести резку ГНКТ.
  - Резка производится для последующей установки верхней компоновки лифтовой колонны с пакером и гидравлическим разъединителем.
- Установить верхнюю компоновку с пакером на лифтовую колонну.
  - Верхняя компоновка лифтовой колонны включает в себя: пакер, гидравлический разъединитель, замковую поворотную муфту и двойной обратный клапан (рис. 2а).
- Произвести спуск и установку подвесного пакера на целевую глубину.
  - Пакер предназначен для удерживания веса лифтовой колонны в стволе скважины, а также для обеспечения герметичности трубного пространства между лифтовой колонной и НКТ, благодаря чему весь поток направляется в лифтовую колонну.
- Произвести отсоединение от пакера и подъем на поверхность.
  - После установки пакера производится активация гидравлического разъединителя (в составе верхней компоновки лифтовой колонны) для подъема ГНКТ на поверхность. В результате в скважине вместе с лифтовой колонной остается: гидравлический разъединитель, пакер, внешний луночный коннектор (рис. 2б).
- Произвести извлечение двустворчатых обратных клапанов.
  - Для запуска скважины в эксплуатацию необходимо извлечь предустановленные обратные клапаны. Как правило, извлечение клапанов производится с помощью канатной техники.
- Запустить скважину в эксплуатацию.
  - Во время спуска лифтовой колонны использовался легкий раствор для снижения гидростатического давления, что обеспечило быстрый пуск скважины в эксплуатацию.

### История эксплуатации скважины-кандидата

Первая лифтовая колонна была установлена в вертикальной скважине с перфорированным



**Рисунок 1 – Компоновка низа лифтовой колонны**  
**Figure 1 – Lower BHA of the VS**



**Рисунок 2 – Верхняя компоновка лифтовой колонны: а – компоновка до установки; б – компоновка после установки**  
**Figure 2 – Upper BHA. a, upper BHA before installation; b, upper BHA after VS installation**

- pre-installed pump-through check valves.
- The lower BHA (Fig. 1) contains X and XN nipple profiles where check valves are preset. The primary function of check valves is to act as a barrier during the VS installation.
- Run the VS with the lower BHA to target depth.
  - Prior to cutting, CT is hung on pipe rams and inflow tests are performed for pump through check valves and BOP pipe rams (to verify the pressure control equipment (PCE) stack can be opened and the CT cut safely).
- Cut CT VS pipe.
  - The CT is cut to accommodate the upper BHA, including the packer and the hydraulic disconnect, in the VS.
- Install the VS upper BHA including the packer.
  - The upper VS BHA consists of packer, hydraulic disconnect, locking swivel, and dual backpressure valve (Fig. 2a).

хвостовиком в пласте, сложенном из плотного песчаника. У этой скважины был высокий дебит по газу на этом месторождении, однако выпадение конденсата оказало негативное влияние на уровень добычи, в результате чего скважина была остановлена на 2 года. До этого скважина была в эксплуатации много лет с очень высокими показателями дебита и давления. Было принято решение провести ремонтные работы в скважине и восстановить добычу на еще минимум 4–5 лет.

Было рассмотрено несколько вариантов ремонтных работ: замена НКТ на НКТ меньшего диаметра, установка оборудования для механизированной добычи. Однако наиболее эффективным и безопасным решением оказался вариант с установкой лифтовой колонны в имеющуюся НКТ. Для расчета оптимального диаметра лифтовой колонны были собраны данные по пласту и компоновке заканчивания. Также было проведено компьютерное моделирование. При этом важно было обеспечить возможность проведения ремонтных работ в будущем и извлечения лифтовой колонны при необходимости. С учетом вышеперечисленных факторов в качестве лифтовой колонны была выбрана ГНКТ диаметром 60,3 мм группы прочности HS 90.

В результате были произведены работы по отрезанию необходимой длины ГНКТ, спуску в НКТ и вызову притока через трубное пространство ГНКТ. На рисунке 3 представлена конструкция скважины после установки лифтовой колонны. После спуска была произведена установка пакера, который входит в верхнюю компоновку и служит для подвешивания колонны. После установки колонны был произведен вызов притока. В момент выхода скважинной продукции на поверхность устьевое давление было нулевым. Затем были произведены работы по освоению скважины азотом на ГНКТ 38,1 мм, спущенной в лифтовую колонну 60,3 мм. После установки лифтовой колонны был зафиксирован высокий уровень дебита по газу – 368 тыс. м<sup>3</sup>/сут с устьевым давлением 23,4 МПа.

### Извлечение лифтовой колонны

Компанией-оператором было принято решение извлечь лифтовую колонну. Сложность работ по извлечению ГНКТ зависит от нескольких факторов:

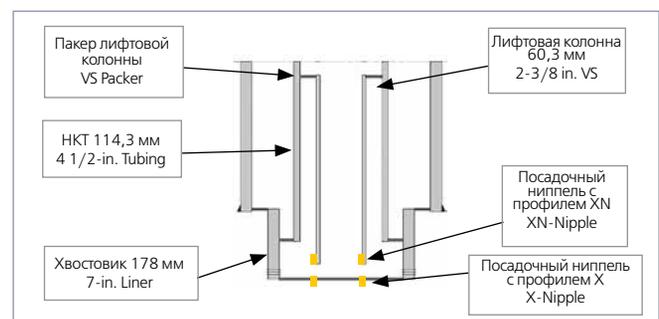
- 1) Скважинные условия.
  - Состав скважинных флюидов.
  - Наличие сероводорода/углекислого газа, что повышает сложность извлечения с точки зрения безопасности работ и экологии.
  - Устьевое давление.
- 2) Состояние ГНКТ (лифтовой колонны).
  - Механическая целостность ГНКТ снаружи и внутри и свойства материала трубы, которые могут привести к осложнениям с контролем за давлением и утечке сероводорода во время извлечения.
- 3) Состояние устьевого оборудования.
  - Герметичность превентора и работоспособность механизма открытия плашек.
  - Ловильное оборудование для извлечения лифтовой колонны.

Процесс извлечения лифтовой колонны ГНКТ

- Set the VS hanging packer at target depth
  - The packer is set to hold the weight of the VS in the wellbore and to seal across the VS-tubing annulus so all the flow will go through the VS.
- Disconnect from packer and POOH.
  - After setting the packer, the hydraulic disconnect (part of the upper VS BHA) is activated to pull the CT to the surface. The hydraulic disconnect, the packer, and an external dimple connector will remain in the wellbore with the VS (Fig. 2b).
- Retrieve the pump-through double-flapper check valves.
  - To be able to produce the well, the pre-installed check valves must be removed. This operation can be completed by slickline.
- Initiate production.
  - Start flowing the well. VS was run with lighter fluid to decrease hydrostatic pressure and ease flowback.

### Candidate Well Description

The first VS was installed in a vertical well completed with a pre-perforated liner in a tight sandstone formation. An outstanding gas producer in its field, the well exhibited condensate banking, which affected its production life span. The well had been shut-in for 2 years because of the condensate accumulation that restricted production. Before the well had died, it had been on production for many years with outstanding production rates and pressures. Hence, the intervention was planned to revive the well and put it back on production with sustainable flow for at least 3 to 4 more years.



**Рисунок 3 – Конструкция скважины после установки лифтовой колонны**  
**Figure 3 – Well schematic after VS installation**

Although there were several options, such as replacing tubing with smaller inside diameter (ID) string and using artificial lift equipment, the most cost-effective and operationally safe solution was found to be the installation of VS inside the existing tubing. To design the VS, critical reservoir and completion information were collected. Simulations

включает несколько этапов. Для каждого этапа был составлен подробный план работ с указанием плана ликвидации возможных аварий (например, прихват или разъединение ГНКТ).

На данной скважине процесс извлечения лифтовой колонны состоял из следующих этапов:

- Заглушить скважину. Это необходимо для безопасного извлечения лифтовой колонны.
- Произвести монтаж установки ГНКТ.
- Произвести спуск, зацепление и извлечение лифтовой колонны.
- Провести резку трубы на устье непосредственно под верхней компоновкой ГНКТ.
- Смонтировать двойной коннектор для соединения и намотки труб.
- Извлечь лифтовую колонну на поверхность.
- Произвести демонтаж оборудования ГНКТ.

### Моделирование процесса извлечения лифтовой колонны

После 3 лет эксплуатации компанией-оператором было принято решение извлечь лифтовую колонну.

Причины для извлечения:

- истощение пласта;
- высокая вероятность повреждения ГНКТ из-за длительного воздействия среды с высоким содержанием сероводорода. Изначально устанавливать лифтовую колонну на длительное время не планировалось. Работа выполнялась для испытания технологии, после чего было принято решение извлечь лифтовую колонну, а в будущем использовать ГНКТ более высокой группы прочности для установки на длительное время.

Помимо вышеперечисленных причин, подходил к концу срок эксплуатации пакера. В случае негерметичности пакера мог произойти прорыв газа в межтрубное пространство между лифтовой колонной и НКТ, что могло привести к снижению скорости подъема и скоплению жидкости.

На данной скважине после извлечения лифтовой колонны планировалось бурение бокового ствола на колтюбинге в другой пласт.

При моделировании работ по извлечению лифтовой колонны необходимо уделять особенное внимание следующим аспектам:

#### **Компоновка для извлечения лифтовой колонны.**

При выборе компоновки для извлечения лифтовой колонны необходимо принять во внимание следующее:

- Параметры лифтовой колонны. Вес колонны при подъеме перед установкой составлял около 22 т. Для срыва пакера потребовалось дополнительное тяговое усилие. Величину значения веса, необходимого для срыва пакера, нужно принимать во внимание при испытании коннектора ГНКТ на натяжение.

- Инструмент с профилем для зацепления.

Самым верхним компонентом лифтовой колонны в скважине является гидравлический разъединитель с профилем GS-3. Для зацепления с гидравлическим разъединителем был выбран гидравлический инструмент для извлечения с таким же профилем GS.

**Подготовка специального оборудования.** Для извлечения лифтовой колонны было подготовлено следующее специальное оборудование:

helped in determining the optimal string size. Another consideration is the ability to do well intervention in the future and to retrieve VS when required. Considering all factors above HS 90 grade, 2 3/8-in. CT was selected as CT pipe for the VS installation.

A preset length of CT string was cut and deployed inside the production tubing, and the well was being produced through the inside of the CT string. The well schematic after VS installation is shown in Fig. 3. A CT packer was set as part of upper BHA of the string to hold the completion in place. After installation of the VS, the well was opened for flow and flow was observed with 0 psi of wellhead pressure (WHP). An N2 lift run was performed by running 1 1/2-in. CT in 2 3/8-in. VS. The well showed excellent performance by flowing at gas rate of 13 MMscf/D with flowing wellhead pressure (FWHP) of 3,392-psi.

### Velocity String Retrieval

The decision was made by the operator to remove the CT string. The complexity of removing a CT string is dependent on many factors:

- 1) Wellbore conditions
  - Wellbore fluids
  - Presence of H<sub>2</sub>S/CO<sub>2</sub> that affects HSE environment during retrieval
  - WHP
- 2) CT string (VS) condition
  - CT integrity both internally and externally, based on CT material properties that could lead to problems, including well control and personnel exposure to H<sub>2</sub>S during retrieval operation
- 3) Surface equipment condition
  - Hanger seal and slip release mechanism
  - Fishing technique for initial string retrieval

There are several distinct phases in the retrieval of a CT VS. Detailed operating procedures were prepared for each phase taking into account of reasonably foreseeable contingency requirements (e.g., stuck or parted CT string).

The VS retrievable procedure in this case consisted on following parts:

- Kill the well. It's necessary to kill the well to effect safe removal of the CT VS.
- Rig up CTU
- Latch and retrieve the CT string
- Cut CT at surface to remove the upper VS BHA
- Make up double spoolable connector
- POOH VS string
- Rig down CT equipment

### Velocity String (VS) Retrieval Design

After 3 years of operating through VS, the decision was made by the operator to retrieve VS. The reasons to retrieve VS were

- Опорная вышка. Опорная вышка была необходима для обеспечения доступа персонала при работах на высоте во время резки трубы и монтажа компоновки. Высота уровней вышки была подобрана в соответствии с высотой основных элементов устьевого арматуры.
- Каскадная система дыхательных аппаратов с принудительной подачей воздуха. Поскольку в данной скважине наблюдалось высокое содержание сероводорода и углекислого газа, на верхнем уровне вышки была установлена система дыхательных аппаратов, которая была готова для использования в случае необходимости.
- Дополнительная грузоподъемная оснастка. Перед резкой верхней компоновки ГНКТ она фиксируется в четырех направлениях с помощью такелажных ремней с храповиками для защиты от раскачивания.
- Гидравлическая труборезка. До мобилизации оборудования на скважину труборезка была испытана на образце ГНКТ такого же размера с самой большой толщиной стенки. Для активации труборезки с земли использовался ручной насос (69 МПа) с длинным гидравлическим шлангом.
- Быстроразъемное соединение для опрессовки. Быстроразъемное соединение использовалось для разъединения и соединения с устьевой арматурой во время опрессовки. Особенностью этого быстроразъемного соединения является то, что опрессовку можно было производить ручным насосом без необходимости проводить опрессовку райзеров с закрытыми трубными плашками.
- Защитная пластина. Защитная пластина устанавливается на нижнюю часть ГНКТ (выходящую из превентора) после резки для защиты от попадания инструментов и других посторонних предметов в затрубное пространство между устьевой арматурой и ГНКТ во время работы на опорной вышке.
- Коннектор для соединения и намотки ГНКТ. Коннектор использовался для соединения рабочей ГНКТ с лифтовой колонной после резки верхней компоновки колонны. Размер коннектора должен был подходить под внутренние диаметры лифтовой колонны и ловильной ГНКТ.

## Проведение работ по извлечению

Ниже представлена последовательность работ:

### А. Работа на канатной технике

Во время резки ГНКТ и дальнейшего извлечения лифтовой колонны необходимо установить барьеры от забойного давления. Для этого на колонне были установлены обратные клапаны. Задачи спуско-подъемных операций, описанных ниже: прошаблонировать трубное пространство лифтовой колонны, прочистить внутренние профили посадочных ниппелей и установить прокачиваемые обратные клапаны с профилями X и XN.

1. Произвести монтаж агрегата с канатной техникой.
2. Прошаблонировать лифтовую колонну скребком с наружным диаметром 47 мм. Эта операция необходима для того, чтобы убедиться, что обратные клапаны можно прокачать через всю

- Reservoir depletion
- Concern of losing CT pipe integrity due to long-term exposure to sour environment. Original installation of VS wasn't intended for long-term installation as it was only for a proof of concept. After the concept has been completed and proven, the VS needs to be retrieved and future installations will consider material integrity for longer VS installations. In addition to the above-mentioned reasons, packer life was a concern. When packer integrity is compromised, gas can start flowing through the VS-tubing annulus, which can destabilize the flow by decreasing the velocity and increasing liquid banking.

For the current well, the VS retrieval decision was taken to sidetrack the well to a different reservoir by using the coiled tubing drilling (CTD) method.

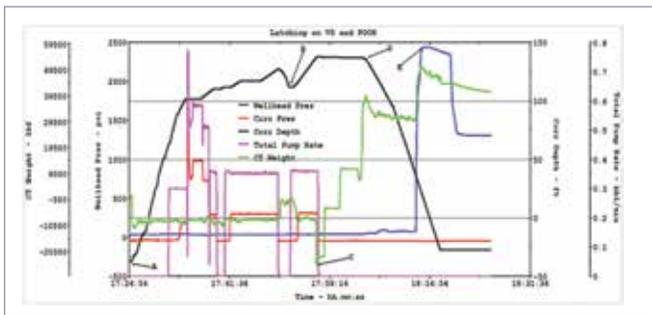
During the design stage of VS retrieval job, special attention needed to be paid to the following points.

**VS retrieving BHA.** To prepare the BHA for retrieving the VS, several points need to be considered, such as

- VS details. The pickup weight of CT string before setting was around 50,000-lbf. An additional overpull was required to unset the packer. This value must be considered for a pull test of the CT connector.
- Latching profile. The topmost point of the VS in the well is the hydraulic disconnect, which has GS-3 profile. A similar profile GS flow release pulling tool was chosen for latching onto the hydraulic disconnect.
- **Special equipment preparation.** For the VS retrieval operation, special equipment was prepared:
  - CT tower. A CT tower was required to have access to work at height during CT cutting and the BHA making-up procedure. The tower levels were adjusted as per the critical PCE stack.
  - Supplied air breathing apparatus (SABA) cascade system. Because the well had high H<sub>2</sub>S/CO<sub>2</sub> content, SABA equipment was mounted on the top level of the tower and was ready to be used in case it was needed.
  - Additional lifting gear. Before cutting the upper part of the CT, it was fixed in four directions with lifting belts and ratchet-type binders to avoid swinging the stack.
  - Hydraulic cutter. Before mobilizing to location, the cutter was function tested to cut the thickest section of similar size CT. A hand pump (10,000 psi) with long hydraulic hose was required so personnel could activate the cutter from the ground.
  - Quick connection for pressure testing. The quick connection for pressure testing was used to disconnect and connect the wellhead stack. The feature of the quick connection for

колонну до посадочных ниппелей в нижней компоновке.

3. Произвести спуск щетки с наружным диаметром 48,3 мм до ниппеля с профилем X. Эта операция необходима для очистки посадочных ниппелей перед установкой обратных клапанов.
4. Произвести спуск и прокачку двойного обратного клапана размером 47,6 мм с профилем XN, установить клапан в нижнем посадочном ниппеле. Данный обратный клапан служил в качестве основного барьера во время резки и извлечения лифтовой колонны.
5. Произвести подъем каната на поверхность, провести испытание на приток. Испытание на приток было необходимо проводить после каждой спуско-подъемной операции на канате. Притока зафиксировано не было. В случае утечки обратного клапана необходимо его извлечь и установить новые клапаны.
6. Произвести спуск и прокачку двойного обратного клапана размером 47,0 мм с профилем X, установить клапан в верхнем посадочном ниппеле. Данный обратный клапан служил в качестве второго барьера во время резки и извлечения лифтовой колонны.



**Рисунок 4 – Зацепление с лифтовой колонной и извлечение на поверхность**  
**Figure 4 – Latching on VS and POOH to surface**

7. Произвести подъем каната на поверхность, провести испытание на приток.

## **В. Монтаж оборудования ГНКТ и глушение скважины**

Ниже описана последовательность работ при монтаже установки ГНКТ и глушении скважины:

1. Произвести монтаж установки ГНКТ, опорной вышки, превентора 1, превентора 2, райзеров, стриппера и инжектора.
2. Провести испытание коннектора ГНКТ на натяжение 35 т.
3. Провести опрессовку нагнетательных линий ГНКТ, коннектора, превентора 1 и превентора 2 – на 51,7 МПа, двустворчатого обратного клапана – на 37,9 МПа.
4. Провести шаблонировку ГНКТ на барабане шаром диаметром 28,575 мм.
5. Произвести монтаж и испытание ловильной компоновки.
6. Открыть штуцерную задвижку, уравнять давление в центральной задвижке, открыть задвижку.

pressure testing was that it could be pressure tested by manual pump and did not require pressure testing the risers with closed pipe rams.

- C-plate. After the CT was cut, the C-plate was required to be installed on the lowest CT piece (coming out of BOPs). This was to prevent any tools or debris from falling into annulus of CT-PCE during working on the tower.
- Spoolable connector. The spoolable connector was used to connect the CT after the upper VS BHA was removed. The size of the spoolable connector had to fit the VS inside diameter (ID) as well as the ID of the fishing CT.

## **Retrieval Operation Execution**

Below is the sequence of operational events:

### **A. Slickline Interventions**

To have downhole barriers during the cutting CT and further retrieval of the VS, pump-through check valves must be installed in the VS. The objective of the runs described below was to ensure there were no restrictions in the VS, to brush across the nipples, and to install X and XN pump-through plugs.

1. Rig up slickline.
2. Drift the VS to 1.85-in outside diameter (OD) gauge cutter. This step was conducted to ensure pump-through check valves can be run all the way to the nipple profiles in the lower VS BHA.
3. RIH with 1.9-in brush to the X-nipple. This was to clean across the nipples prior to setting the check valves.
4. RIH with 1.875-in pump-through XN pump through the check valves and set on the lower nipple. These check valves were run to be the primary barriers during VS cutting and retrieval operations.
5. POOH to surface and perform an inflow test. An inflow test was required to be conducted after each run of slickline. Zero leakage was confirmed. In case the check valve was leaking it had to be retrieved and a new set of check valves was must be set.
6. RIH with 1.85-in. X pump-through check valves and set on the upper nipple. This was the second barrier that was required during VS cutting/retrieving operation.
7. POOH and perform an inflow test.

### **B. Rigging Up the CT and Loading the Well**

Below are the steps followed during rigging up equipment and loading the well:

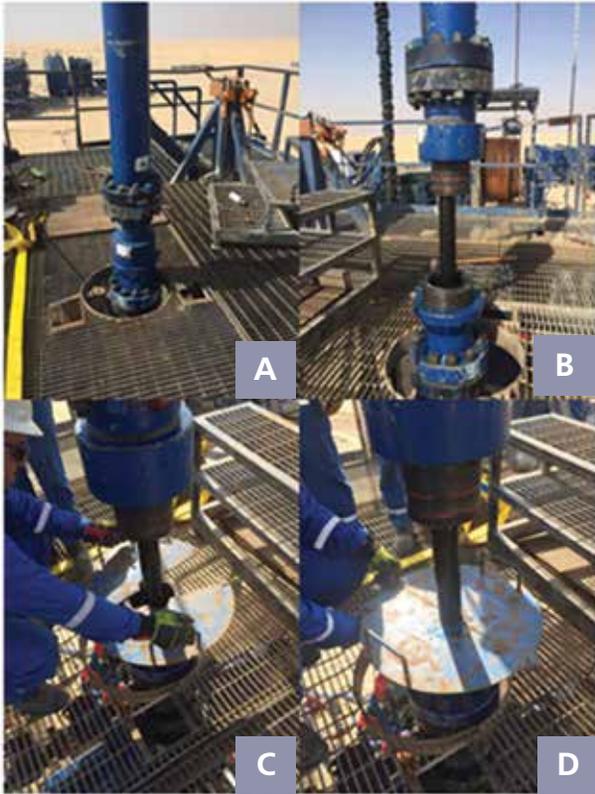
1. Rig up CT equipment with the tower, BOP 1, BOP 2, risers, stripper, and injector head.
2. Pull-test the CT connector to 70,000-lbf
3. Pressure test the CT lines, CT connector, BOP 1, and BOP 2 rams to 7,500-psi and the

7. Произвести глушение скважины 5%-ным раствором KCl через задвижку линии глушения.

### С. Извлечение лифтовой колонны

Ниже описана последовательность работ по зацеплению и извлечению лифтовой колонны:

1. Произвести спуск и промывку над верхней компоновкой лифтовой колонны.
2. Прямым натяжением произвести подъем на поверхность (пакер необходимо поднять на 3 м над быстроразъемным соединением для опрессовки).



**Рисунок 5 – Разъединение быстроразъемного соединения для опрессовки**

### Figure 5 – Opening quick connection for pressure testing

A – устьевая арматура до открытия быстроразъемного соединения для опрессовки. B – устьевая арматура после открытия быстроразъемного соединения для опрессовки. C – установка пластины для защиты от попадания инструментов на трубные плашки и в скважину. D – подъем арматуры вверх для отрезания ГНКТ под пакером

A – PCE stack before opening quick test connection. B – opened quick connection for pressure testing. C – installed C-plate to prevent any tools falling on pipe rams and dropping into the well; D – sliding up wellhead stack to cut CT below the packer

Описание процедуры срыва пакера представлено на рис. 4 и ниже:

- A. Произвести спуск инструмента для извлечения с профилем GS-3.
- B. Перед зацеплением с лифтовой колонной произвести проверку веса натяжением за 40 м до колонны.
- C. Произвести спуск до лифтовой колонны и разгрузить на 6 т.
- D. Прямым натяжением в 4 т произвести срыв пакера.

double-flapper check valve (DFCV) to 5,500-psi

4. Drift the reel with 1 1/8-in. ball
5. Rig up and function test the fishing BHA
6. Open the CV, equalize pressure across the hydraulic master valve (HMV), and open the valve
7. Load the well through the tubing kill valve (TKV) with filtered 5% KCl brine.

### C. Retrieving the VS

The following steps were followed for latching and retrieving the VS:

1. RIH and flush the top of the upper VS BHA (Fig. 4)
2. Apply straight overpull and POOH to surface (VS packer hanger to be pulled up 10 ft above quick connection for pressure testing)

The details for the packer setting as illustrated in Fig. 4 are presented below:

- A. Begin RIH CT with GS-3 pulling tool.
- B. Pull test at 130 ft before latching on VS.
- C. Slack off 12,000-lbf on VS, stop pumping.
- D. Apply overpull of 8,000 lbf, unset the packer, and start POOH.
- E. Packer elements passed across the BOP, WHP increased to 2,400 psi.

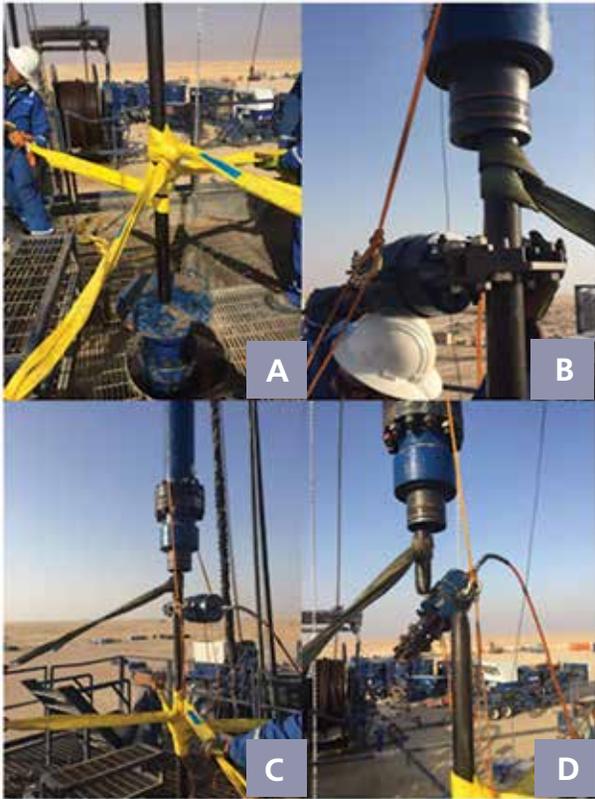
### D. Preparing to Cut the VS

1. Close pipe/slip rams on BOP 1 and manually lock. Slack-off weight and confirm pipe rams are holding.
2. Bleed-off pressure from above BOP 1. Close bleed-off valves. Monitor for pressure buildup in risers for 30-min.
3. Close pipe/slip rams on BOP 2 and manually lock. Monitor pressure at kill port of BOP 2.
4. Open equalizing valve on BOP 1.
5. Monitor for pressure buildup in risers for 30 min.
6. Close equalizing valve on BOP 1.
7. Open equalizing port on BOP 2 and bleed off pressure from risers.
8. Close equalizing port on BOP 2.
9. Flush the VS with 50 bbl (VS volume) of treated water to remove any wellbore fluids.
10. Perform an inflow for X and XN check valves. Note, pressure to be monitored is pressure in the PCE stack, above the pipe rams (cannot read CT pressure because DFCV are installed above fishing BHA).

### E. Cutting the CT at Surface

The steps below were followed for cutting the CT VS pipe:

1. Open quick connection for pressure testing and prepare for cutting (Fig. 5).
2. Cut CT string below the VS packer hanger



**Рисунок 6 – Отрезание ГНКТ**  
**Figure 6 – Cutting CT**

A – фиксация нижнего конца ГНКТ с помощью такелажных ремней для защиты от раскачивания. В – установка гидравлической труборезки на лифтовую колонну. С – повышение давления в гидравлической труборезке с помощью ручного гидравлического насоса. D – отрезание лифтовой колонны

A – tightening lower CT end with lifting belts to prevent possible swinging. B – installing a hydraulic cutter on VS. C – pressurizing hydraulic cutter with hydraulic hand pump; cutting VS

Произвести подъем на поверхность.

Е. При прохождении пакерующих элементов через превентор был зафиксирован рост устьевого давления до 16,5 МПа.

#### **D. Подготовка к резке лифтовой колонны**

1. Закрыть трубные/удерживающие плашки превентора 1, зафиксировать превентор вручную. Разгрузить вес и убедиться, что трубные плашки удерживают колонну.
2. Сравить давление над превентором 1. Закрыть задвижки для стравливания. Проследить за ростом давления в райзерах на протяжении 30 минут.
3. Закрыть трубные/удерживающие плашки превентора 2, зафиксировать превентор вручную. Проследить за давлением в превенторе 2.
4. Открыть уравнильный клапан на превенторе 1.
5. Проследить за ростом давления в райзерах на протяжении 30 минут.
6. Закрыть уравнильный клапан на превенторе 1.
7. Открыть уравнильный клапан на превенторе 2 и сравить давление с райзеров.
8. Закрыть уравнильный клапан на превенторе 2.
9. Произвести промывку лифтовой колонны от скважинной продукции в объеме 8 м<sup>3</sup> товарной воды (объем лифтовой колонны).



**Рисунок 7 – Верхняя компоновка лифтовой колонны**  
**Figure 7 – Upper VS BHA**



**Рисунок 8 – Двойной коннектор для соединения и намотки труб**  
**Figure 8 – Double spoolable connector**

- with a hydraulic cutter (Fig. 6).
3. Monitor CT for any flow up the string through pump-through check valve for 30 min.
4. Remove upper VS BHA including packer (Fig. 7).
5. Cut 3 to 4 ft of CT below the VS packer hanger for corrosion and scale testing.
6. Install a spoolable dimple connector on the CT looking up through the BOP.
7. Swing wellhead stack to the side to be able to remove the VS BHA.
8. Align and install the upper CT into spoolable dimple connector on the lower CT (Fig. 8).
9. Reconnect quick connection for pressure testing.

10. Провести испытание обратных клапанов с профилями X и XN. Внимание: необходимо следить за давлением в устьевой арматуре над трубными плашками (данные о давлении в ГНКТ отсутствуют из-за обратного клапана, установленного над ловильной компоновкой).

### Е. Резка ГНКТ на поверхности

Ниже представлена последовательность работ по резке лифтовой колонны.

1. Разъединить быстроразъемное соединение для опрессовки, произвести подготовку к резке (рис. 5).
2. Выполнить резку ГНКТ под пакером с помощью гидравлической труборезки (рис. 6).
3. Выждать 30 мин и проследить за выходом жидкости из трубы через установленный прокачиваемый обратный клапан.
4. Демонтировать верхнюю компоновку лифтовой колонны с пакером (рис. 7).
5. Отрезать участок ГНКТ под пакером длиной 90–120 см для испытания на наличие следов коррозии и отложений.
6. Установить луночный коннектор на ГНКТ, выходящую из превентора.
7. Переместить устьевую арматуру в сторону для демонтажа компоновки лифтовой колонны.
8. Выровнять арматуру обратно и установить верхнюю ГНКТ в коннектор на нижней ГНКТ (рис. 8).
9. Заново подсоединить быстроразъемное соединение для опрессовки.
10. Провести испытание установленного коннектора на натяжение, удерживая ГНКТ в плашках превентора, на 1,25 от веса трубы (32,5 т).
11. Разгрузить до первоначального веса ГНКТ и убедиться, что трубные плашки превентора удерживают трубу.
12. Отсоединить быстроразъемное соединение для опрессовки.
13. Провести визуальную инспекцию луночного коннектора.
14. Заново подсоединить быстроразъемное соединение для опрессовки. Провести опрессовку на 51,7 МПа с помощью ручного насоса.
15. Открыть уравнительные клапаны на превенторах 1 и 2.
16. Вручную разблокировать превенторы.
17. Открыть трубные/удерживающие плашки на превенторах 1 и 2.
18. Закрыть уравнительные клапаны на превенторах 1 и 2.
19. Приподнять ГНКТ до тех пор, пока коннектор не дойдет до барабана.
20. Произвести полный подъем на поверхность с закачкой с минимальным расходом для заполнения скважины.
21. Закрыть обратный клапан и центральную задвижку.
22. Демонтировать оборудование ГНКТ.

### Извлеченные уроки

- Эксплуатация скважины через лифтовую колонну

10. Pull test the newly installed CT connector against the BOP rams to 1.25 times hanging weight (65,000 lbf).
11. Slack off to initial CT weight and confirm pipe rams are holding.
12. Disconnect quick connection for pressure testing.
13. Check/inspect spoolable dimple connector.
14. Reconnect quick connection for pressure testing and pressure test the connection to 7,500 psi by hand pump.
15. Open equalizing valves on BOP 1 and BOP 2.
16. Manually unlock BOPs.
17. Open pipe/slip rams on BOP 2 and BOP 1.
18. Close equalizing valves on BOP 1 and BOP 2.
19. POOH CT slowly until spoolable connector is on the reel.
20. POOH to surface while pumping at minimum rate to maintain wellbore full.
21. Close check valve and HMV.
22. Rig down CT equipment.

### Lessons Learned

- Well was producing through VS for extended period of time without affecting the integrity of the packer and VS string.
- The reel with retrieving CT must be prepared by considering the length of VS string in the well and maximum reel capacity. Gooseneck size must be considered to avoid short radius cycling of spoolable connector.
- During VS installation phase ID of VS uphole end must be measured and documented. For retrieval operation, several sizes of spoolable connector must be available on location.
- Preparing the ID of the CT to make up the spoolable connector is a critical phase during the operation. The procurement of a reamer will facilitate the removal of the internal weld of the coiled tubing and is recommended for the next operations.
- Spoolable connector could pass through stripper, injector head, gooseneck and spooled on the reel during VS retrieval
- VS was pulled at slow speed (35–40 fpm) while monitoring the condition of the CT pipe by visually when passing through the injector head and gooseneck.
- Ability to conduct real-time magnetic flux leakage measurements of VS string while POOH would be valuable to minimize HSE and SQ risks involved.

### Conclusions

The VS was run and well was put on production through VS for 3 years in a sour environment. During production through VS reservoir was depleted and decision was made to target different zone by using sidetracking

- велась продолжительное время без повреждений пакера или колонны.
- Ёмкость барабана с рабочей ГНКТ должна подбираться с учетом длины лифтовой колонны в скважине. Размер направляющей арки ГНКТ должен обеспечить максимальный радиус для безопасного прохождения коннектора.
  - Необходимо измерить и зафиксировать внутренний диаметр верхнего конца лифтовой колонны на этапе установки. На этапе извлечения лифтовой колонны на рабочей площадке должно быть в наличии несколько размеров коннекторов.
  - Наиболее важным этапом работ является подготовка внутренней поверхности ГНКТ для монтажа коннектора. Для дальнейших работ рекомендуется закупить райбер для эффективной очистки сварного шва на внутренней поверхности ГНКТ.
  - При извлечении колонны коннектор должен свободно проходить через стриппер, инжектор, направляющую арку и далее наматываться на барабан.
  - Подъем лифтовой колонны производился с низкой скоростью (10–12 м/мин). При прохождении через инжектор и направляющую арку проводилась визуальная инспекция состояния трубы.
  - Для минимизации рисков, связанных с промышленной и экологической безопасностью, во время подъема лифтовой колонны рекомендуется проводить электромагнитный контроль утечек.

## Выводы

После успешной установки лифтовой колонны в среду с высоким содержанием сероводорода скважина была в эксплуатации на протяжении 3 лет. За этот период было зафиксировано истощение пласта, в результате чего было принято решение пробурить на ГНКТ боковой ствол в другой пласт. Лифтовая колонна была успешно извлечена за одну спуско-подъемную операцию. Продолжительность работы составила 30 часов. После извлечения колонны была произведена визуальная инспекция наружной поверхности. Следов сильной коррозии и утонения стенки трубы обнаружено не было. Стойкость ГНКТ к воздействию сероводорода и углекислого газа была достигнута благодаря следующим решениям:

- Использование ГНКТ низкой группы прочности.
- Использование ингибитора коррозии в затрубном пространстве между НКТ и лифтовой колонной.
- Низкая обводненность скважинной продукции.

На основе результатов данной работы использование лифтовой колонны было признано наиболее эффективным и экономичным решением для газовых скважин с риском выпадения конденсата и скопления жидкости. Установку и извлечение лифтовой колонны можно производить без привлечения бурового станка.

## Благодарности

Авторы выражают признательность компании Saudi Aramco за разрешение представить результаты этой работы и опубликовать данную статью. Особая благодарность членам проектной группы Saudi Aramco и Schlumberger, которые участвовали в этой работе. ©

CT drilling. It was successfully retrieved in a single CT run with total operational time of 30 hours. After VS was retrieved, the CT pipe outer surface was inspected visually and there was no severe pitting or wall thickness losses observed. Following points helped to reduce the corrosiveness from the CT pipe H<sub>2</sub>S/CO<sub>2</sub>:

- Use of low grade, low hardness CT pipe material.
- Corrosion inhibition in the annulus between the wellbore and the VS.
- Low water content from the well.

Based on this case study, the VS approach has proven to be cost-effective and the most-efficient solution for gas wells with a condensate banking and liquid loading problem. It can be installed and retrieved by rigless operations in a safe manner.

## Acknowledgments

The authors wish to acknowledge the Saudi Arabian Oil Company (Saudi Aramco) for granting permission to present results of this work and publish this paper. Special thanks go to Saudi Aramco and Schlumberger operation team members who participated in this operation.

## ЛИТЕРАТУРА/REFERENCES

1. Garzon, F.O., Al-Anazi, H.A., Leal, J.A., et al. 2006. Laboratory and Field Trial Results of Condensate Banking Removal in Retrograde Gas Reservoirs: Case History. Presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, U.S.A., 24–27 September SPE-102558-MS. <https://doi.org/10.2118/102558-MS>.
2. Lal, R. R. 2003. Well Testing in Gas-Condensate Reservoirs. MS Thesis, Stanford University, Stanford, California, June 2003.
3. Martinez, J. and Martinez, A. 1998. Modeling Coiled-Tubing Velocity Strings for Gas Wells. SPE Prod & Fac 13 (1): 70–73. SPE-30197-PA. <https://doi.org/10.2118/30197-PA>.
4. Saldeev, R. R., Asel, S.A., Asiri, K. S. et al. 2015. Case History: Velocity String Helps to Revive a Standing Gas Well in Saudi Arabia. Presented at the Middle East Oil & Gas Show and Conference, Manama, Bahrain, 8–11 March. SPE-172527-MS. <https://doi.org/10.2118/172527-MS>.
5. Asel, S. A., Gomez Aranza, F. A., Ahmed, D. et al. 2014. An Innovative Integrated Methodology to Deliquify Gas Well Using in-Well Live Performance Coiled Tubing for Velocity String Selection and Deployment. A Case Study in Saudi Arabia. Presented at the SPE/ICoTA Coiled Tubing and Well Intervention Conference and Exhibition, 26–26 March. SPE-168258-MS. <https://doi.org/10.2118/168258-MS>.
6. Denney, D. 2013. Extending North Sea Asset Operating Life with Large-Diameter Velocity Strings. J Pet Technol 65 (6): 71–74. SPE-0613-0071-JPT. <https://doi.org/10.2118/0613-0071-JPT>. ©

# ИННОВАЦИИ В ОБЛАСТИ ТАМПОНАЖНЫХ СОСТАВОВ

## Тампонажный состав на основе эпоксидно-диановой смолы для ремонтно-изоляционных работ на скважинах

Л.А. Магадова, З.А. Шидгинов, С.В. Аксенова, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, НОЦ «Промысловая химия»

На сегодняшний день из-за высокого уровня обводненности большое количество добывающих скважин не используется. Все способы предупреждения и ликвидации обводнения нефтяных и газовых скважин на данный момент можно разделить на технологические, механические и физико-химические [1]. Последние подразумевают закачку селективных и неселективных материалов [2].

Твердеющие составы – наиболее обширная группа материалов для проведения ремонтно-изоляционных работ (РИР) в нефтяных и газовых скважинах. Составы готовят на основе неорганических веществ (различные цементы, силикатные растворы), органических веществ (синтетические смолы и кремнийорганические соединения) или их комбинаций (полимерцементные составы).

Традиционно в качестве основного материала для РИР использовали портландцемент, как наиболее доступный и долговечный материал. Сейчас разработаны рецептуры отверждающихся тампонажных составов на основе микроцемента [3], магнезиального цемента и других структурообразователей с меньшим размером частиц для улучшения проникающей способности. Такие суспензии применяют для работ, в которых использование традиционного цемента нецелесообразно.

Однако в случае, когда необходимо максимально возможное проникновение изолирующего материала, применение цементных растворов может быть неэффективно. Цементные составы обладают низкой фильтруемостью в мелкие поровые каналы пласта. Поэтому целесообразно использовать синтетические смолы. Составы на основе синтетических смол, будучи идеальными растворами, не имеют в составе раствора твердых взвешенных частиц. Такие полимерные тампонажные составы способны глубоко проникнуть в пористую среду пласта и со временем образовать прочный камень.

Технология изоляции водопритока в скважины подразумевает закачку под давлением полимерных составов, состоящих из синтетических смол, отвердителей и функциональных добавок для регулирования тех или иных свойств изоляционного материала.

В НОЦ «Промысловая химия» при РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, в лаборатории

технологических жидкостей для бурения и ремонта скважин, разработан изоляционный состав на основе модифицированной эпоксидно-диановой смолы с аминным отвердителем.

Исследованы время загустевания и реологические свойства составов, а также упруго-прочностные свойства тампонажного камня.

Время загустевания тампонажного раствора определяет предельное время закачки изоляционного состава. С момента начала приготовления состава до потери текучести протекают реакции полимеризации и поликонденсации. Образование шитой трехмерной структуры характеризуется значительным увеличением вязкости состава. Поэтому изучение времени загустевания важно для исследования процессов шивки и определения сроков закачки составов в трещины и каналы пласта.

Время отверждения изоляционного материала определяет время окончания процессов полимеризации и поликонденсации полимера и характеризует время образования твердой структуры камня.

В работе были проведены исследования времени загустевания и затвердевания тампонажных составов на основе эпоксидно-диановой смолы. Были подобраны оптимальные соотношения компонентов при различных температурах. Загустевание таких композиций происходит равномерно во всем объеме, при отверждении образуется прочный полимерный камень (рис. 1).

Важнейшим показателем полимерных тампонажных составов является наличие упруго-прочностных свойств. Для образцов из эпоксидной смолы были рассчитаны значения предела прочности при сжатии, продольных и поперечных деформаций, определены коэффициент Пуассона и модуль Юнга. При сжатии эпоксидный материал не разрушился, а после снятия нагрузки образец полностью вернулся в исходные размеры – произошла упругая деформация.

В процессе перфорации, кислотных обработок, гидравлического разрыва пласта и других работ возможно возникновение негерметичности заколонного пространства и нарушение крепи скважины. Тампонажные материалы на основе минеральных вяжущих



**Рисунок 1 – Образцы камней на основе эпоксидно-диановой смолы**

(например, цементы) имеют жесткую кристаллическую решетку и не обладают столь выраженными деформационными свойствами [4–6]. Эпоксидные смолы, проявляя упругие свойства, способны выдерживать статические и

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Булатов А.И. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин: в 4 т.: монография/А.И. Булатов, О.В. Савенок. – Краснодар: Издательский Дом – Юг. – Т. 2. – 2012. – 576 с.
2. Газизов А.Ш., Газизов А.А. Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений на основе ограничения движения вод в пластах. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 1999. – 285 с.
3. Магадова Л.А., Ефимов Н.Н., Козлов А.Н., Шидгинов З.А., Ефимов М.Н. К вопросу повышения качества ремонтно-изоляционных работ в низкопроницаемых коллекторах нефтяных и газовых скважин//Территория Нефтегаз. – 2012. – № 6. – С. 80–87.
4. Коробов И.Ю., Попов С.Н. Оценка степени влияния времени твердения и воздействия глинокислотного реагента на упруго-прочностные свойства цементного камня//Актуальные проблемы нефти и газа. – 2019. – № 4 (27). – С. 1–10.
5. Гнибидин В.Н. Результаты исследований в области предотвращения потери герметичности затрубного пространства скважин в результате воздействия статических и динамических нагрузок. – 2017. – № 3. – С. 54–59.
6. Ишбаев Г.Г., Дильмиев М.Р., Ишбаев Р.Р., Латыпов Т.Р. Разработка тампонажных материалов повышенной ударной прочности//Бурение и нефть. – 2015. – № 9. – С. 38–41.

## Применение тампонажных составов на основе эпоксидно-диановых смол для ремонтно-изоляционных работ

Л.А. Магадова, З.А. Шидгинов, С.В. Калашников,  
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, НОЦ «Промысловая химия»

В настоящее время большинство нефтяных месторождений РФ находятся на завершающих стадиях разработки, что сопровождается высокой обводненностью скважин, вызывающей снижение добычи нефти и увеличение ее себестоимости. Основными причинами обводнения скважин являются негерметичность эксплуатационной колонны, нарушение целостности цементного кольца, заколонные перетоки, прорыв контурных и нагнетаемых вод по высокопроницаемым пропласткам [1, 2].

Снижению обводненности скважин и интенсификации добычи нефти способствует проведение ремонтно-изоляционных работ (РИР). Для РИР предложено множество тампонажных материалов, различающихся по природе, механизму образования изоляционного барьера, степени дисперсности. Целесообразным является применение легкофильтрующихся в пористую среду пласта

динамические знакопеременные нагрузки.

Основные характеристики разработанного состава представлены в табл. 1.

**Таблица 1 – Свойства изоляционного состава на основе эпоксидно-диановой смолы**

Показатель	Значение
Плотность, г/см <sup>3</sup>	1,2
Пластическая вязкость, не более, мПа*с	140
Эффективная вязкость, не более, мПа*с	290
Условная вязкость, с	50

полимерных изоляционных составов на основе синтетических смол. Среди них наиболее широко применяемыми в РФ являются составы на основе фенол-, карбамидо- и ацетоноформальдегидных смол. Однако данные составы характеризуются усадкой, коррозионной активностью, зачастую неудовлетворительными прочностными и адгезионными показателями, склонны к разбавлению продавочными жидкостями и пластовыми водами, что приводит к резкому ухудшению качества изоляционных работ [1, 2, 3].

С целью повышения эффективности РИР представляется возможным использование тампонажных составов на основе эпоксидно-диановых смол, представляющих собой олигомерные продукты поликонденсации эпихлоргидрина с бисфенолом А в присутствии щелочи.

Данные составы характеризуются однородностью, низкой плотностью, хорошей

проникающей способностью в поры и каналы пласта, устойчивостью к разбавлению и загрязнению различными скважинными жидкостями и пластовыми водами, регулируемым в широком интервале температур временем потери текучести и отверждения. В процессе отверждения образуется однородный изоляционный материал без усадки, обладающий высокими прочностными и адгезионными характеристиками, устойчивый в среде агрессивных жидкостей и пластовых флюидов. Нейтральная среда составов обуславливает отсутствие коррозионной активности и их применимость как в терригенных, так и карбонатных коллекторах. Данные свойства позволяют с высокой эффективностью использовать эти составы в различных геолого-физических условиях и исключают проведение повторных тампонажных работ [3, 4, 5, 6].

Составы на основе эпоксидно-диановых

смолов активно применяются за рубежом для устранения водо- и газопроявлений в нефтяных и газовых скважинах, ликвидации поглощений бурового раствора при бурении скважин, как кислотостойкий барьер для поддержания долговременной зональной изоляции в условиях низкого pH [4, 5, 6]. Составы были использованы на промыслах Татарстана с целью герметизации эксплуатационных колонн скважин [7], а также для ликвидации утечек газа по негерметичным резьбовым соединениям и микротрещинам цементного камня на Северо-Ставропольском ПХГ. В результате проведенных работ была достигнута полная герметичность объектов изоляции.

Уникальные свойства тампонажных составов на основе эпоксидно-диановых смол в совокупности с высокой эффективностью проводимых работ обуславливают перспективность их применения для проведения ремонтно-изоляционных работ в скважинах.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Силин М.А. Промысловая химия: учеб. пособие/М.А. Силин, Л.А. Магадова, Л.И. Толстых и др. – М.: Издательский центр РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2016. – 350 с.
2. Краснов И.И., Ваганов Е.В., Инякина Е.И., Катанова Р.К., Томская В.Ф. Диагностика источников водопритока и перспективы технологий ограничения прорыва воды в скважины//Нефть и газ: опыт и инновации. – 2019. – Т. 3. – № 1. – С. 20–34.
3. Латыпов Р.Р., Фаттахов Р.Р., Сахапова А.К., Хамидуллина Э.Р., Жиркеев А.С., Хасанова Д.К. Исследование свойств отечественных эпоксидных смол с целью разработки тампонажных составов для ремонта скважин//Сборник научных трудов ТатНИПИнефть. – 2018. – С. 135–140.
4. Hakiki F., Salam D. D., Akbari A., Nuraeni N., Aditya W., Siregar S. Is Epoxy-Based Polymer Suitable for Water Shut-Off Application?//SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition, 20-22 October, Nusa Dua, Bali, Indonesia. – 2015. – 17 p.
5. Foianini I., Frisch G., Jones P. Successful Identification And Bond Assessment Of Epoxy-based Resin Cement Behind Production Casing: Integrating Cementing Technology With New Log Interpretation Methodology To Provide An Innovative Well Integrity Solution//SPWLA 55th Annual Logging Symposium held in Abu Dhabi, United Arab Emirates, May 18-22. – 2014. – 12 p.
6. Morris K., Deville J.P., Jones P. Resin-Based Cement Alternatives for Deepwater Well Construction//SPE Deepwater Drilling and Completions Conference, 20-21 June, Galveston, Texas, USA. – 2012. – 7 p.
7. Жиркеев А.С., Сахапова А.К., Хамидуллина Э.Р., Хасанова Д.К. Способ герметизации эксплуатационной колонны скважины//Патент России № 2669650. – 2018. – Бюл. № 29.

## Разработка модифицированных составов эмульсионных тампонажных растворов на углеводородной основе для цементирования горизонтальных скважин, пробуренных на баженовскую свиту

А.М. Кунакова, М.С. Подзорова, А.М. Макарова, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

За всю историю активной нефтедобычи произошло значительное истощение запасов традиционных залежей. Основную структуру запасов на сегодняшний день составляют остаточные запасы истощенных месторождений и трудноизвлекаемые запасы нетрадиционных залежей, которые содержат в себе огромный нефтяной потенциал [1, 2]. Изначально запасы таких нетрадиционных залежей, как нефтематеринские, не рассматривались в качестве перспективных для выработки из них нефти. Это обусловлено очень низкими

значениями фильтрационно-емкостных свойств нефтематеринских пород (НМП), часто отсутствием подстилающей воды, которая служит дополнительным источником энергии, малой мощностью продуктивных пропластков, литологической неоднородностью залежей и т. д. Особенностью НМП является содержание в составе пород керогена, который еще способен к нефтегенерации, что в разы увеличивает количество извлекаемых углеводородных запасов. Все эти факторы осложняют добычу, делают существующие технологии нерентабельными.

Самым ярким представителем нефтематеринских залежей на территории России является баженовская свита (БС). Многие компании на сегодняшний день работают над созданием комплексов технологий, которые позволят вести полномасштабную выработку нефти из залежей БС. Одним из основных и перспективных подходов является бурение скважин с протяженным горизонтальным стволом и проведение многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП) по принципу «фабрики коллектора» [3]. Суть такого подхода состоит в создании искусственной проницаемости за счет высокоскоростных закачек жидкостей гидроразрыва и образования сети мелких трещин по всей области протяжения горизонтального ствола скважины, т.е. создании обширной области дренирования даже в маломощных продуктивных пропластках.

Успех дальнейшей эксплуатации таких скважин и размер дебитов будет напрямую зависеть от качества их строительства. Ввиду большого числа особенностей строения залежей БС и осложненных пластовых условий, большой фонд скважин вскрывает продуктивный пласт буровыми растворами на углеводородной основе [4], которые, как известно, проявляют наиболее высокие значения коэффициента восстановления проницаемости [5], а для высоконейтенасыщенных залежей БС это наиболее актуально.

Бурение – это важный этап строительства скважины, но не единственный. Самым ответственным этапом является стадия цементирования. Для этого широкое применение нашли тампонажные растворы (ТР) на водной основе, они применяются для цементирования всех видов скважин. Выше уже было сказано, что для строительства высокотехнологичных скважин на БС необходим нетрадиционный подход.

Одним из таких подходов возможно применение тампонажных растворов не на водной, а на углеводородной основе. Причина применения ТР на углеводородной основе заключается в их гидрофобности, т.е. сродстве с буровым раствором на углеводородной основе и высоконейтенасыщенным продуктивным пластом. Это способствует более полному вымещению остатков бурового раствора из скважины и, как следствие, более полному его заполнению тампонажным раствором. За счет этого возрастает адгезия формирующегося в заколонном пространстве цементного камня к породе и стенкам обсадной колонны, что исключает возможное формирование пустот в заколонном пространстве и каналов незамещенного бурового раствора. Почему это важно? При высокоскоростных закачках жидкости для МГРП создается высокое давление

на стенки скважины, породу и цементный камень. В случае, если между породой и цементным камнем есть каналы и пустоты, более вероятно, что жидкость будет расходоваться не для создания разрывного воздействия на породу (образования трещин), а попадет в область меньшего сопротивления (каналы и пустоты). Это приведет к потере жидкости разрыва, возможному образованию трещин в цементном камне, что сильно снизит его предел прочности и отрицательно скажется на качестве проведения последующих стадий гидроразрыва.

Перспективным видом ТР на углеводородной основе для условий БС и скважин с горизонтальным стволом под МГРП являются эмульсионные тампонажные растворы на углеводородной основе (ЭТРУО). Составы ЭТРУО представляют собой суспензию цемента, затворенную внутри обратной эмульсии [6]. Попадая в пласт, вода высвобождается из глобул (так как под действием пластовых температур нарушается эмульгирующая способность поверхностно-активных веществ), контактирует с цементом. В процессе реакции происходит образование кристаллизационной структуры по всему объему. Таким образом, ограничивается контактирование воды с нефтенасыщенной зоной пласта, образуется прочный цементный камень [6].

Известны рабочие составы ЭТРУО [7]. Для применения ЭТРУО в условиях БС необходима модификация известных рецептур, чтобы они удовлетворяли следующему минимальному перечню требований:

- плотность состава должна обеспечивать сохранность обсадной колонны и качество ее крепления в условиях больших глубин (2000–3000 м) и аномально высоких давлений пласта (в 1,5–2 раза выше гидростатического давления);
- время стабильности состава должно обеспечивать возможность прокачивания его до забоя скважины, заполнения заколонного пространства в условиях пластовых температур (95–110 °С);
- реологические свойства, время загустевания и схватывания должны обеспечивать прокачиваемость состава и такое его поведение в заколонном пространстве, которое позволит заместить буровой раствор и полностью его заполнить без разрушающего воздействия на призабойную зону скважины.

Таким образом, необходимо провести ряд лабораторных исследований, на основании которых выявить перечень реагентов и их комбинаций, пригодных для создания целевых рецептур ЭТРУО с заданными свойствами, которые удовлетворяют всем требованиям и ограничениям по цементированию горизонтальных скважин под МГРП на продуктивные залежи баженовской свиты.



## ЛИТЕРАТУРА

1. Ахметзянов А.В., Мамедов Э.А., Сальников А.М. Структура остаточных запасов нефти и газа на истощенных месторождениях // Нефтепромысловое дело – 2016. – № 6. – С. 5–7.
2. Алексеев А.Д. Баженовская свита: в поисках большой сланцевой нефти на Верхнем Салыме. Часть 1//Журнал ROGTEG. – 2013. – № 34 – С. 14–39.
3. Алексеев А.Д. Изучение трудноизвлекаемых и нетрадиционных объектов согласно принципу «фабрика коллектора в пласте»/ А.Д. Алексеев, В.В. Жуков, К.В. Стрижнев//Записки Горного института. – 2017. – Т. 228. – С. 695–704.
4. Валишин А.Я. Особенности первичного вскрытия залежей, приуроченных к коллекторам бажено-абалакского комплекса/А.Я. Валишин, А.С.Русских//Научный форум. Сибирь. – 2016. – № 4. – С. 15–18.
5. Лейк. Л. Справочник инженера-нефтяника в 10 т. Инжиниринг бурения/Л. Лейк., под ред. Р. Митчелла. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2014. – Т. 2. – 1064 с.
6. Ефимов Н.Н. Технологические аспекты строительства скважин с использованием тампонажных растворов на углеводородной основе// Н.Н. Ефимов, В.Л. Заворотный, М.Н. Ефимов, З.А. Шидгинов//Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2013. – № 5. – С. 39–44.
7. Магадова Л.А., Силин М.А., Гаевой Е.Г., Магадов В.Р., Шидгинов З.А. Эмульсионный тампонажный раствор на углеводородной основе// Патент России № 2557268; заявитель и патентообладатель ЗАО «Химеко-ГАНГ» – 2014116092/03; заявл. 23.04. 2014; опубл. 20.07.2015. – Бюл. № 20.

## Блокирующие составы на основе ксантановой смолы для временной блокировки пластов при проведении текущего и капитального ремонта скважин

**А.М. Кунакова, Р.Р. Гумеров, ООО «Газпромнефть-НТЦ»; И.В. Никитина, А.М. Макарова, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М.Губкина**

По мере старения месторождения растет доля текущих и капитальных ремонтов скважин (ТКРС). Одной из актуальных проблем является увеличение времени межремонтного периода (МРП), что необходимо для улучшения экономических показателей работы скважины. Этого можно добиться в том числе за счет снижения времени проведения ремонтных работ и улучшения их качества.

Одной из проблем, возникающих при ТКРС, является поглощение промывочных жидкостей пластами с пониженным пластовым давлением. Особенно важно учитывать эту проблему при проведении работ на тех скважинах многопластовых месторождений, где ведется эксплуатация сразу нескольких пластов с различными значениями давлений. Поглощение не только увеличивает расход промывочной жидкости, но и может привести к загрязнению, обводнению, изменению природы порового пространства. Это, в свою очередь, влечет за собой снижение продуктивности скважины.

Для решения этой проблемы в настоящее время используют различные подходы. Разрабатываются различные регламенты по контролю компрессии на пласт, контролю фильтрации за счет системного снижения репрессии на пласт, контролю совместимости жидкостей. Данные методы не всегда могут предотвратить поглощение, поэтому широкое применение нашли физико-химические методы контроля фильтрации [1], позволяющие выборочно заблокировать определенный пласт на время промывки. К этой группе методов относятся применение эмульсионных блокирующих составов,

антифильтрационных присадок, блокирующих составов повышенной вязкости, коркообразующих блокирующих составов повышенной вязкости [2].

Перечисленные композиции характеризуются достаточно высокой стоимостью и сложностью приготовления. Поэтому предлагается в качестве альтернативного варианта использовать линейные гели на основе полисахаридов (ПСЖ). Преимущества систем на основе ПСЖ заключаются в их низкой стоимости, биоразлагаемости и простоте приготовления. ПСЖ отличаются минимальным количеством компонентов в составе. В частности, достаточно использовать воду определенной плотности и гелеобразователь, а для приготовления таких составов нет необходимости применять дополнительное сложное оборудование. Наиболее распространенными являются жидкости на основе гуаровой смолы, различных форм целлюлозы, ксантановой смолы.

В настоящее время особое внимание уделяется ПСЖ на основе ксантановой смолы. Растворы на основе ксантана обладают рядом преимуществ, таких как высокая вязкость при низких концентрациях, стабильность в условиях высокой концентрации солей и высоких температур [3]. Кроме этого, линейные гели на основе ксантана хорошо разрушаются при помощи кислоты, что позволяет восстанавливать проницаемость пласта после проведения работ.

Использование ксантановых гелей позволяет снизить поглощение промывочной жидкости продуктивным пластом во время проведения ремонтных работ, сохранить коллекторские свойства пласта, улучшить контроль за скважиной и сократить затраты на проведение ТКРС.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Кудинов, В.И. Основы нефтегазового дела/Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований; Удмуртский госуниверситет. – 2000. – 702 с.
2. Аюпов А. Г. Полимерные и углеводородные составы для повышения нефтеотдачи высокообводненных пластов// Нефтяное хозяйство. – 2003. – № 6. – С. 48–51.
3. Горбин С.И., Плотников Е.В., Мукашев А.Б. Химические модификации биополимера ксантана и изучение их реологических свойств// Химия и химическая технология в XXI веке. Материалы XVI Международной научно-практической конференции студентов и молодых ученых, посвященной 115-летию со дня рождения профессора Л.П. Кулёва: в 2 томах. – 2015 – С. 279–280.

## Кислоторастворимый состав для временной изоляции скважин при проведении ремонтно-изоляционных работ

Л.А. Магадова, З.А. Шидгинов, А.А. Стефанцев, А.А. Филатов,  
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, НОЦ «Промысловая химия»

В настоящее время основная добыча нефти и газа в России ведется на месторождениях, находящихся на завершающей стадии эксплуатации, и, как правило, по мере эксплуатации скважин все больше возрастает необходимость в проведении текущих и капитальных ремонтных работ (ТКРС). Одним из этапов проведения ремонта является глушение скважины – закачка в нее жидкости, которая обеспечит прекращение поступления флюидов, при этом должно быть обеспечено качественное и безаварийное проведение ремонтных работ [1].

Растворимый изолирующий состав позволит в кратчайшие сроки после проведения ремонта удалить временную изоляцию без загрязнения призабойной зоны пласта и вывести скважину на режим. Разработанный кислоторастворимый состав рекомендуется использовать для изоляции зон поглощений при ТКРС и бурении высокопроницаемых коллекторов для предотвращения поглощений технологических жидкостей.

В данном исследовании изучается возможность использования магнезиальных тампонажных составов для временной и постоянной изоляции пластов коллекторов.

Объектами исследования были выбраны магнезиальные микроцементы: оксид магния синтетический (ОМС) и порошок магнетитовый каустический (ПМК-83). Выбор магнезиальных микроцементов основывался на предпосылке к образованию тампонажного камня, который растворяется в кислотах без остатка. Преимуществом составов на основе выбранных микроцементов является доступность на российском рынке, стабильность их свойств, свойства камня, образованного при затвердевании состава, а также низкие рабочие плотности раствора, что позволяет использовать состав в скважинах с аномально низкими пластовыми давлениями [2–4].

Магнезиальные составы известны короткими сроками загустевания, поэтому было изучено

влияние замедляющих добавок. В качестве замедлителей схватывания исследовали различные фосфорорганические кислоты. Была подобрана композиция замедлителя для расширения возможностей использования магнезиальных составов в области нормальных и повышенных температур.

Исследовано влияние на растворимость магнезиальных составов с различными добавками и наполнителями. Для изучения растворимости были выбраны соляная кислота, как наиболее часто применяемая для проведения кислотных обработок, и сульфаминовая кислота, как перспективная и более технологичная сухокислота.

Исследовались следующие свойства тампонажного раствора-камня:

- реология тампонажного раствора – вискозиметр FANN 35SA;
- сроки загустевания цементного раствора – консистометр высокого давления CHANDLER 7222;
- прочность цементного камня на сжатие – ультразвуковой анализатор прочности CHANDLER 4262;
- растворимость цементных камней в соляной и сульфаминовой кислотах.

В ходе исследований были выявлены следующие закономерности:

- составы на основе ОМС обладают более высокими реологическими параметрами по сравнению с составами ПМК-83, что связано с большей удельной поверхностью частиц ОМС;
- ОМС-тампонажные составы обладают более короткими сроками схватывания, чем составы ПМК-83, что можно объяснить высокой химической активностью ОМС;
- при использовании подобранной композиции замедлителя не дает негативного влияния на прочность до 80 °С, что расширяет возможность использования магнезиальных составов при повышенных температурах;
- цементные камни на основе ОМС и ПМК-83 за

сутки практически полностью растворяются соляной кислотой – при растворении составов на основе ПМК-83 наблюдался незначительный осадок, что связано с наличием примесей оксидов алюминия, железа и кремния, в составах на основе ОМС остатка не наблюдалось;

- добавление микрокальцита в качестве наполнителя способствовало ускорению растворения цементного камня в соляной кислоте, влияние на свойства тампонажного раствора-камня добавка микрокальцита не оказывала;
- сульфаминовая кислота в течение суток растворяет около 50% образца.

В зависимости от условий проведения ремонтных

работ возможно варьирование свойств тампонажного состава (табл. 1).

**Таблица 1 – Основные свойства разработанного тампонажного состава**

Свойства	Значения
Плотность, г/см <sup>3</sup>	1,5–1,8
Пластическая вязкость, МПа*с	25–40
Водоотделение, мл	отсутствует
Прочность цементного камня на сжатие, МПа	10–35

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Куликов А.Н. Диагностика и ограничение водопритоков с целью повышения нефтеотдачи пластов/А.Н. Куликов, М.А. Силин, Л.А. Магадова, З.А. Шидгинов, К.А. Довгий//Ремонт скважин. – 2015. – № 7. – С. 50–55.
2. Магадова Л.А. К вопросу повышения качества ремонтно-изоляционных работ в низкопроницаемых коллекторах нефтяных и газовых скважин/Л.А. Магадова, Н.Н. Ефимов, А.Н. Козлов, З.А. Шидгинов, М.Н. Ефимов//Территория Нефтегаз. – 2012. – № 6. – С. 80–87.
3. Магадова Л.А., Ефимов Н.Н., Елисеев Д.Ю., Ефимов М.Н., Козлов А.Н. Способы повышения качества тампонажных растворов на основе микроцементов для ремонтно-изоляционных работ//Материалы XV Международной научной конференции. – Суздаль: 2011. – С. 208–211.
4. Толкачев Г.М. Магнезиальный тампонажный материал для повышения качества строительства газовых скважин/Г.М. Толкачев, А.М. Шилов, А.С. Козлов//Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2005. – Т. 9. – № 10. – С. 65–68.

## Физическое моделирование процесса газоизоляции эмульсионными, пенно-полимерными и органо-гибридными составами при разработке месторождений

**В.А. Стрижнев, И.Р. Арсланов, А.А. Ратнер, А.Г. Телин, ООО «Уфимский научно-технический центр»; Р.Р. Асадуллин, Н.И. Маркин, Л.Е. Ленченкова, ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет»**

Технология устранения НЭК в интервале газоносного пласта основана на создании блокирующего экрана изолирующим составом, образующего прочную структуру во всем объеме. В отдельных случаях после постановки изолирующего экрана закачивается подкрепляющий состав (модифицированный цементный раствор или быстротвердеющий состав на основе смол), обеспечивающий закрепление блокирующего экрана и надежное восстановление герметичности колонн [1].

Методом лабораторных исследований являлось физико-химическое и фильтрационное тестирование. В частности, при физико-химическом тестировании определялись пенообразующая способность ПАВ и реологические характеристики тампонажного состава (ТС). Определение реологических характеристик ТС позволяет предварительно оценить изолирующую способность ТС по увеличению вязкости и/или появлению

предельного напряжения сдвига (ПНС).

При фильтрационном тестировании главными техническими параметрами являлись: остаточный фактор сопротивления (ОФС), указывающий на кратность снижения проницаемости модели призабойной зоны пласта после тампонирования; критический градиент давления, при котором начинается вынос ТС из пористой среды; объем пор газа, фильтрация которого контролировалась оторочкой ТС.

Для определения гелеобразующей способности пенополимерных композиций предварительно растворяли ПАВ в пресной воде на верхнеприводной мешалке для получения пены. Затем при непрерывном перемешивании добавляли компоненты газогенерирующей смеси и ПАА марок А345, А523 и FA 920 SH, а также реагенты NGT-Chem-1 и NGT-Chem-3. В случае использования водного раствора ацетата хрома его добавляли после полного растворения ПАА.

Сшивку проводили при 25 и 90 °С.

Для сшитых при 25 °С композиций определялись реологические характеристики на ротационном вискозиметре HaakeViscotesteriQ (Германия) с использованием системы воспринимающих элементов «цилиндр-цилиндр». Для изучаемых образцов применяли сдвиговой тест в диапазоне от 0,1 до 10,0 с<sup>-1</sup>. При определении ПНС построение реологической кривой осуществлялось в режиме контролируемого напряжения сдвига.

Для оценки возможности использования высоковязких эмульсий в решении проблемы селективной изоляции газа дополнительно проведены исследования обратных эмульсий Пикеринга, стабилизированных твердой фазой. Структурно-механические свойства эмульсий Пикеринга (с твердой фазой) выше, чем у классических обратных эмульсий. Стабилизация эмульсий коллоидными частицами происходит в результате их сильной адсорбции на поверхности раздела «вода – масло». В качестве твердых дисперсных частиц-стабилизаторов использовали хризотил – волокнистый минерал группы серпентина. Реологические характеристики эмульсий снимали с помощью реометра HAAKE MARS III методом двойного конуса-пластины на прямом и обратном ходу. При больших концентрациях микрокапли практически не коалесцируют, и эмульсия более устойчива. С анизотропными частицами хризотила прямой и обратный ход отличаются существенно. Это связано с тем, что по мере вращения конуса в сдвиговом течении частицы хризотила выстраиваются вдоль линий тока, что приводит к снижению реологической кривой.

Далее была проведена серия фильтрационных исследований по оценке изолирующих способностей различных композиций, в том числе: пенных составов с полимером; пенных составов с последующим докреплением полимерными композициями; пенополимерных композиций с газогенерирующей смесью, органоминерального комплекса, водонефтяной эмульсией с составом на основе органоминерального комплекса.

Все фильтрационные эксперименты проведены согласно требованиям отраслевых стандартов, на современном экспериментальном оборудовании

[2–4]. Была проведена серия экспериментов с пенными составами с полимером. В среднем ОФС составил до 2,29. Замечено, что добавка в пенный состав полимера несколько увеличивает ОФС, в т. ч. и для высоких температур. Для повышения эффективности изоляции газа в эксперименте использовалась пенополимерная композиция с газогенерирующей смесью. ОФС при температуре 25 °С составил 2,06.

Далее проведено исследование гелеобразующего состава на основе органоминерального комплекса. В качестве гелеобразующего состава исследован водный раствор силиката натрия с ПАА, в качестве сшивателя – водный раствор ацетата хрома [5].

Исследование водонефтяной эмульсии и гелеобразующего состава на основе органоминерального комплекса позволило установить:

1. Добавка полимера КМЦ 9В в пенный состав при температуре 25 °С увеличивает значение ОФС с 1,77 до 2,29, а при температуре 90 °С – с 1,01 до 1,40.
2. Эксперименты с использованием пенных составов с последующим их докреплением полимерными композициями показали наилучшие результаты. Также установлено влияние повышенной температуры на эффективность газоизоляции.
3. Результаты экспериментов при температуре 90 °С с использованием гелеобразующего состава на основе органоминерального комплекса и полимерной композиции на основе реагента NGT-Chem-3 показали значения ОФС 2,50 и 1,53 соответственно, что ниже, чем у пенного состава.
4. В серии фильтрационных экспериментов при температуре 25 °С с применением водонефтяной эмульсии и гелеобразующего состава на основе органоминерального комплекса наибольшее значение ОФС показал гелеобразующий состав.
5. Полученные результаты для селективной изоляции газа показали высокий потенциал методов воздействия гелеобразующим составом на основе органоминерального комплекса. Значение ОФС после обработки модели составило 7,92, что является существенным и свидетельствует о его высокой эффективности.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Стрижнев К.В. Ремонтно-изоляционные работы в скважинах: теория и практика. – Санкт-Петербург: Недра, 2010. – 560 с.
2. Л.А. Томская, И.И. Краснов, Д.А. Мараков, И.С. Томский, В.В. Инякин. Изоляционные технологии ограничения газопритоков в нефтяных скважинах месторождений Западной Сибири//Журнал Вестник Северо-Восточного федерального университета им. М.К. Амосова, ВАК, 2016.
3. В.А. Стрижнев, А.Ю.Пресняков, А.Г. Михайлов. Методы изоляции прорывов газа при разработке нефтяных месторождений//Научно-технический вестник «НК «Роснефть». – 2010. – № 4. – С. 36–39.
4. Краткий обзор методов ограничения газопритоков в скважины, эксплуатирующие нефтегазовые залежи/Е.С. Лапутина, И.И. Краснов, Д.А. Мараков, И.С. Томский, В.В. Инякин//Академический журнал Западной Сибири. – № 6 (55). – Том 10. – 2014.
5. Исследование и оптимизация эмульсионного воздействия для селективной газо- и водоизоляции в трещиноватых коллекторах/ М.Ю. Котенев, В.Е. Андреев, К.М. Федоров, В.Н. Хлебников/УДК 622.276.3. Нефтепромысловое дело. – 2010. – С. 1–21.



## **VIII МЕЖДУНАРОДНАЯ (XVI ВСЕРОССИЙСКАЯ) НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЕПРОМЫСЛОВАЯ ХИМИЯ»**

**состоится 24 июня 2021 года в РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина  
в онлайн-формате**

В конференции предполагается участие представителей НИИ, вузов, предприятий и компаний, занимающихся разработкой, производством, поставкой и применением химических реагентов для нефтяной и газовой промышленности на территории России и стран СНГ.

Участникам конференции предоставляется возможность выявить основные тенденции в развитии мирового и российского рынка химических реагентов, установить контакты и получить необходимую информацию о современном уровне производства и применения химических реагентов для нефтяной и газовой промышленности.

### ТЕМАТИКА КОНФЕРЕНЦИИ:

- реагенты для бурения, заканчивания и ремонта скважин;
- реагенты и технологии их применения в процессах повышения нефтеотдачи пластов, интенсификации добычи нефти;
- применение химических реагентов при транспорте нефти и нефтепродуктов;
- разработка и применение современных защитных материалов, бактерицидов и ингибиторов коррозии, солеотложения и парафиноотложения при добыче и транспорте нефти и газа;
- применение водорастворимых полимерных материалов в процессах эксплуатации нефтяных месторождений;
- поверхностно-активные вещества в нефтяной и газовой промышленности;  
физико-химические исследования нефтей и реагентов, применяемых для добычи и транспорта нефти и газа;
- экологические аспекты производства и применения химических реагентов в нефтяной и газовой промышленности;
- информационное обеспечение и маркетинг в области производства и применения химических реагентов для нефтяной и газовой промышленности.



Адрес оргкомитета конференции:  
119991, Москва, Ленинский проспект, д. 65, к. 1, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина  
E-mail: npch@gubkin.ru

## Описание

Универсальный устьевой протектор OSES предназначен для защиты устья скважины от высоких давлений и абразивных жидкостей при закачке под давлением. При номинальном давлении до 1380 атм (20 000 psi) применение протектора может устранить необходимость модернизации устья скважины с учетом давления разрыва пласта во время проведения работ.

## Назначение

Повышает безопасность на скважине за счет защиты персонала и оборудования от высокого давления во время проведения обработок на скважине. Продлевает срок службы устья скважины и клапанов, используемых при заканчивании, при закачке под давлением, а также снижает необходимость глушения скважины для замены оборудования. Позволяет получить больше вариантов проведения обработки за счет увеличения допустимых устьевых давлений.



## Решения

Универсальный устьевой протектор разработан для защиты устьевого оборудования от повреждений в процессе работ по интенсификации добычи, возникших вследствие:

- высокого давления обработки при ГРП (до 1380 атм – 20 000 psi);
- эрозии, вызванной закачкой больших объемов проппанта при многостадийных ГРП;
- многостадийных ГРП с большим количеством стадий и расходами жидкости;
- повреждений, вызванных коррозионной жидкостью.

## Контактная информация

- TOO Temir Energy Central Asia  
Тел.: +7 701 933-66-17  
info@temir-energy.kz  
<https://temir-energy.kz>



# Итоги международной выставки «НЕФТЕГАЗ-2021»

Лучшая выставка России в нефтегазовой отрасли «Нефтегаз-2021»<sup>1</sup> успешно прошла с 26 по 29 апреля 2021 года в Центральном выставочном комплексе «ЭКСПОЦЕНТР». Этот год стал для выставки юбилейным. Она проводилась в 20-й раз.

АО «ЭКСПОЦЕНТР» и выставочная компания «Мессе Дюссельдорф ГмбХ» (Германия) организовали выставку при поддержке Министерства энергетики Российской Федерации, Министерства промышленности и торговли Российской Федерации, профильных союзов, под патронатом Торгово-промышленной палаты Российской Федерации.

«Нефтегаз-2021» стала долгожданным событием для офлайн-общения ведущих производителей и поставщиков нефтегазового и нефтеперерабатывающего оборудования.

В церемонии торжественного открытия выставки «Нефтегаз-2021» приняли участие заместитель министра промышленности и торговли Российской Федерации **Михаил Иванов**, президент Торгово-промышленной палаты Российской Федерации, председатель совета директоров АО «ЭКСПОЦЕНТР» **Сергей Катырин**, помощник руководителя Администрации президента Российской Федерации **Кирилл Молодцов**, заместитель руководителя Федерального агентства по недропользованию **Орест Каспаров**, президент Союза нефтегазопромышленников России **Геннадий Шмаль**, президент Российского союза химиков **Виктор Иванов**, генеральный директор ООО «Мессе Дюссельдорф Москва» г-н **Томас Штенцель**, врио генерального директора АО «ЭКСПОЦЕНТР» **Алексей Вялкин**.

Почетные гости отметили важность мероприятия для демонстрации инновационных решений, подчеркнули заинтересованность в обсуждении оптимальных путей решения приоритетных задач нефтегазовой отрасли и плодотворном сотрудничестве.

**Президент Торгово-промышленной палаты Российской Федерации Сергей КАТЫРИН:**

– Топливо-энергетический комплекс является стеновым хребтом российской экономики, а выставка «Нефтегаз», в свою очередь, – одной из главных технических выставок, которая демонстрирует возможности российских компаний и зарубежных партнеров.



Выступавшие обратили внимание на внушительный список участников «Нефтегаз-2021» из более чем 20 стран, что говорит о значимости отрасли нефтегазового машиностроения для широкого круга специалистов.

**Заместитель министра промышленности и торговли Российской Федерации Михаил ИВАНОВ:**

– «ЭКСПОЦЕНТР» организует выставку на высшем уровне с соблюдением всех эпидемиологических требований. Выставку и Национальный нефтегазовый форум сопровождает обширная деловая программа. Многие темы, которые будут обсуждаться, имеют высокую актуальность. Это, например, вопросы энергоперехода, введение трансграничного углеродного налога, технологическое развитие и трансформация ТЭК. Минпромторг планирует принять самое активное участие в предстоящих дискуссиях.

Во время VIP-обхода участники и гости «Нефтегаз-2021» ознакомились с экспозицией, оценили уровень организации выставки и качество представленных передовых разработок нефтегазового оборудования.

Ключевые компании и постоянные участники выставки были отмечены памятными дипломами АО «ЭКСПОЦЕНТР» за плодотворное сотрудничество и активное участие в проекте «Нефтегаз».

**Врио генерального директора АО «ЭКСПОЦЕНТР» Алексей ВЯЛКИН:**

– Наша площадка предоставляет возможность не только показать лучшие достижения в сфере нефтепереработки, инновационные продукты, технологии, но и найти партнеров, заключить коммерческие соглашения.

<sup>1</sup> Согласно Общероссийскому рейтингу выставок, «Нефтегаз» – лучшая выставка России по тематике «Нефть и газ» во всех номинациях. Подробнее – [www.exporating.ru](http://www.exporating.ru)



Дипломы были вручены представителям компаний «Буринтех», «Волгограднефтемаш», «Газпром», «Зенит», «НКМЗ-Групп», «Сибирская промышленная группа», «Объединенная двигателестроительная корпорация», «Объединенная металлургическая компания», «Транснефть», «ТМК», «Эмикон».

Особые слова благодарности организаторы выразили спонсорам и партнерам выставки «Нефтегаз-2021» за поддержку в ее проведении. В торжественной обстановке были вручены дипломы АО «ЭКСПОЦЕНТР» спонсору электронной регистрации ООО «НТА-Пром», партнерам выставки ООО «Феникс Контакт РУС», ООО «Синтек», АО «Чебоксарский электроаппаратный завод», ООО «Таграс-Холдинг», ООО «Чебоксарская электротехника и автоматика», ООО «ДРЕГЕР», тематическим партнерам выставки АО «ЮТЭйр – Вертолетные услуги», АО «ТРЭМ Инжиниринг», партнерам деловой программы ООО «Прософт-Системы», ООО «НПО «МИР», «СИМЕНС ЭНЕРГЕТИКА», АО «ЭНЕРГОМАШ», АО «ТЕККНОУ», АО «ГК «Электроцит – ТМ Самара», ООО «ГОЯ КОНСАЛТИНГ», партнеру видеотрансляции LafargeHolcim, инновационному партнеру

выставки АО «Шнейдер Электрик», партнеру презентационной зоны ООО «ССТЭнергомонтаж».

#### СТАТИСТИКА

- 449 компаний из 23 стран;
- 357 российских компаний;
- Национальные экспозиции Германии, Чехии;
- 15 001 кв. м – площадь нетто;
- Более 21 000 посетителей.

#### ЭКСПОЗИЦИЯ

В этом году на площади более **15 000 кв. м** свои достижения продемонстрировали **449 компаний из 23 стран мира.**

Национальные экспозиции представили фирмы из **Германии, Чехии.**

Выставка «Нефтегаз-2021» собрала ключевых игроков нефтегазовой отрасли. Разработки отечественных компаний продемонстрировали «Газпром», «Буринтех», «Транснефть», «ТМК», «ВЭЛАН», «Горэлтех», Объединение производителей, поставщиков и потребителей алюминия (Алюминиевая ассоциация), «СибБурМаш», «НТА-Пром», «Теккноу», «Эмикон», Сибирская Промышленная Группа, «Крус-запад», «ОМК», «Геа Рефрижерейшн Рус», Заводоуковский машзавод, «НКМЗ-Групп», «Б+Р Промышленная Автоматизация», «Total Восток», ОКБ «Зенит», «Нефтесервисприбор», «Тяжпрессмаш», «СМД», «Электроцит Самара», «ЧЭТА»,

«ЧЭАЗ», «Технодинамика», «ОДК», корпорация «ВСМПО-АВИСМА», Каспийский трубопроводный консорциум, «Таграс Холдинг», Коломенский завод, «Прософт-Системы», «Синтек», NOV Fidmarsh, «Волгограднефтемаш» и другие.

В выставке приняли участие ведущие производители и поставщики мирового нефтегазового рынка: Siemens, Schneider Electric, Enotec GmbH, Phoenix Contact, H. BUTTING GmbH & Co. KG, ООО «Hydac International», KAMAT GmbH & Co. KG, Klöpper-Therm Vertriebs GmbH, Leistritz Pumpen GmbH, Medenus Gas-Druckregeltechnik GmbH, Pleuger Industries GmbH, Rhyton Solutions GmbH, Samson Controls ООО, Sorb® XT, VEGA Grieshaber KG, Walther-Präzision, Sumitomo Corporation, Enerpac B.V., Draeger и другие. Многие зарубежные компании представили их российские партнеры.

В рамках *деловой программы* выставки «Нефтегаз-2021» состоялись презентации экспонентов, объединенные в тематические сессии. Они проходили в специально организованной зоне бизнес-презентаций.

Пресс-служба АО «Экспоцентр»

# СИЛА МОРСКОГО ВЕТРА

К 2050 году морские ветрогенераторы должны будут производить четверть европейской электроэнергии.

Морская ветроэнергетика становится в мире все более востребованной. Популярность энергии ветра обусловлена тем, что при ее использовании не нужно ни сжигать ископаемое топливо, ни утилизировать опасные радиоактивные отходы, ни затоплять ценные земли. Однако есть у нее и недостатки: ветрогенераторы шумят, поэтому вблизи жилья строить их нежелательно. Кроме того, ветер в определенном месте дует далеко не всегда и его сила постоянно меняется. Обе эти проблемы теоретически можно решить, если перенести ветряки в открытое море – ветер там есть практически всегда, да и шум людям не мешает.

Согласно прогнозам, к 2050 году морские ветрогенераторы должны будут производить

шороховатости поверхности воды по сравнению с такими особенностями суши, как леса или саванна. Этот факт иллюстрируется глобальными картами скорости ветра, которые охватывают как береговые, так и морские районы, используя одни и те же исходные данные и методологию.

Мировым лидером в области офшорной ветроэнергетики является Европа. Первая офшорная ветряная электростанция Vindeby была построена в Дании в 1991 году. В 2009 году средняя паспортная мощность офшорной ветряной турбины в Европе составляла около 3 МВт, а мощность турбин предполагалось в будущем увеличить до 5 МВт. К январю 2014 года в Европе было построено 69 морских ветроэлектростанций со средней годовой

установленной мощностью 482 МВт. Общая установленная мощность морских ветряных электростанций в европейских водах

**Для Северного моря энергия ветряных турбин составляет около 30 кВт·ч/м<sup>2</sup> морской площади в год, передаваемых в сеть.**

четверть европейской электроэнергии. Морские ветровые ресурсы по своим масштабам огромны, но сильно рассредоточены, учитывая отношение площади поверхности планеты, покрытой океанами и морями, к площади суши. Известно, что скорость ветра на море значительно выше, чем на аналогичной широте на суше, из-за отсутствия препятствий на море и более низкой

достигла 6562 МВт. Лидирующие позиции заняли Великобритания с установленной мощностью 3,681 МВт, Дания – 1271 МВт и Бельгия – 571 МВт.

Наибольшую известность в Великобритании получила ветряная электростанция в открытом море London Array. Она расположена в Северном море на расстоянии 120 километров от берегов Англии. Ее мощность после завершения всех

пусконаладочных работ составит 1,2 гигаватта. Проект является крупнейшим в мире. London Array, как планируется, обеспечит энергией 750 000 домов – около четверти Большого Лондона – и сократит вредные выбросы CO<sub>2</sub> на 1,4 млн тонн в год.

Ветроэнергетика за последние десятилетия из разряда экзотики перешла в основные источники электричества. Если в середине девяностых годов суммарная мощность всех ветроэлектростанций мира не превышала десятка

побережья Нидерландов. Это будет крупнейший энергогенерирующий объект. К морскому дну на глубине от 14 до 40 метров прикрепят 94 турбины.

Ветряная электростанция обеспечит электроэнергией миллион голландских семей. А еще – прибрежные предприятия, например, новый электролизный завод для производства экологически чистого водорода.

При всем размахе сегодняшних проектов – они лишь капля в море по сравнению с масштабами завтрашнего дня. Вектор развития задан в новой

## Через 30 лет более четверти европейской электроэнергии будет производиться в море: сегодня этот показатель составляет лишь 2%.

гигаватт, то в середине нулевых она перевалила за 50 ГВт, а в 2016 году приблизилась к отметке 500 ГВт. Экспоненциальный рост с возрастанием мощностей на порядок за каждое десятилетие, очевидно, не может быть постоянным, но в 2018 году в строй ввели еще полсотни гигаватт мощности, то есть столько же, сколько работало на всей планете в нулевые годы.

По мнению экспертов, средний показатель себестоимости выработки морских проектов по миру в настоящее время составляет \$78 на МВт·ч, тогда как 10 лет назад он превышал \$200. Привлекательность морской ветровой энергетики обеспечивается снижением стоимости технологий, которое составило 67% с 2012 года, а также высокой производительностью современных турбин.

Для Северного моря энергия ветряных турбин составляет около 30 кВт·ч/м<sup>2</sup> морской площади в год, передаваемых в сеть. Потенциал технически пригодных для использования ресурсов морского ветра является производной от средней скорости ветра и глубины моря, поскольку электроэнергия вырабатывается закрепленными на дне турбинами. В настоящее время морские ветряные турбины с фиксированным фундаментом можно устанавливать на глубине до 50 метров. Помимо этого, проектируются турбины с плавающим фундаментом, что потенциально позволит их установку на глубине до одного километра. На основании анализа приемлемой глубины воды и скорости ветра более семи метров в секунду было подсчитано, что технический потенциал морских ветроэнергетических установок составляет более 17 тераватт (ТВт) только в 50 изученных странах, не считая большинство стран ОЭСР, таких как Австралия, Япония, США или Западная Европа.

В настоящее время Европа готовится к пуску нескольких крупных «зеленых» энергообъектов. Среди них – ветряная электростанция Borssele 1 & 2 в Северном море, в 22 километрах от

«Стратегии ЕС в области морских возобновляемых источников энергии», которая ставит целью Евросоюза замещение импортных углеводородов, создание

нового промышленного потенциала и «зеленых» рабочих мест. Ожидается, что через 30 лет более четверти европейской электроэнергии будет производиться в море: сегодня этот показатель составляет лишь 2%.

Инвестиции в развитие отрасли огромны. Недавно построено монтажное судно нового типа «Аполлон». Оно перевозит компоненты турбин между портами и морскими ветряными электростанциями. Команды в порту Остенде в Бельгии работают днем и ночью, семь дней в неделю, завершая очередную крупную ветряную станцию в 45 км от берега. Погрузить лопасти длиной 81 метр на судно нелегко, особенно в ветреную погоду.

## Некоторые новые европейские порты сразу строятся с прицелом на обслуживание офшорных ветряных станций.

Некоторые новые европейские порты сразу строятся с прицелом на обслуживание офшорных ветряных станций, другие, в частности, порт в Остенде, модернизируются.

Вся логистическая цепочка должна обеспечивать возможность транспортировки крупногабаритных деталей, которые изготавливаются в разных странах ЕС.

Ветряные турбины становятся все крупнее, чтобы удовлетворить растущий спрос на «зеленую» энергию. Это означает, что появляются новые рабочие места, строятся заводы, создаются монтажные терминалы.

Технологические разработки ведутся главным образом промышленными гигантами. Однако и мелкие инновационные стартапы предлагают новые методы эксплуатации офшорных возобновляемых источников энергии. Например, когда солнечные батареи дополнены вертикальными осевыми ветряными турбинами. Разработка одного из таких прототипов профинансирована ЕС. Подобные энергетические

понтон могут быть размещены в море, например, для нужд опреснения воды в развивающихся странах и на малых островах. Спрос на такую продукцию очень высок.

По мнению экспертов, экономические показатели сектора офшорных возобновляемых источников энергии поможет улучшить оптимизация планирования. Будущий ветропарк Kriegers Flak расположен на шельфе между Данией и Германией. Его подключают к электросетям обеих стран, что позволит поставлять энергию туда, где спрос и цена выше.

Некоторые затраты могут быть снижены благодаря новым технологиям, таким как плавучие ветряки. А испанские разработчики

потребуется 800 миллиардов евро инвестиций, в основном от частных компаний. Развивать ветроэнергетику на море совместно с Данией намерена, в частности, Польша. Себестоимость инвестиционного проекта оценивается примерно в 32 млрд евро.

Морская ветроэнергетика сделала рывок в развитии технологий и снижении их стоимости, но в РФ такая генерация пока не появилась. Однако эксперты Ассоциации развития возобновляемой энергетики считают, что Россия обладает высоким потенциалом в развитии этого типа ветрогенерации, и первоначально делают ставку на Астраханскую область с Каспийским морем. Политика администрации региона уже

**Эксперты Ассоциации развития возобновляемой энергетики считают, что Россия обладает высоким потенциалом в развитии этого типа ветрогенерации, и первоначально делают ставку на Астраханскую область.**

испытали телескопические башни, которые монтируются без тяжеловесных судов, позволяя сократить расходы на треть.

В секторе ветряных турбин сегодня заняты 62 тысячи европейцев, потребность в квалифицированных специалистах растет, особенно в прибрежных районах.

Массивное расширение офшорного ветроэнергетического сектора имеет свою цену: по расчетам Еврокомиссии, до 2050 года

обеспечила привлечение большого объема инвестиционных проектов по программе поддержки возобновляемых источников энергии. К 2024 году здесь будет построено 680 МВт ветровых и солнечных парков (377 МВт ВЭС и 303 МВт СЭС). Однако для развития потенциала возобновляемых источников энергии, включая морскую ветроэнергетику, необходимы механизмы господдержки, учитывающие особенности офшорных проектов. ☉



## ДЕФЕКТОСКОП ГИБКОЙ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНОЙ ТРУБЫ



Определение реального состояния гибкой насосно-компрессорной трубы на всех этапах её использования

### Выявляемые дефекты:

- отверстия,
- раковины,
- вмятины,
- поперечные наружные/внутренние трещины.

### Контролируемые параметры:

- диаметр,
- толщина стенки,
- овальность,
- температура,
- вибрация,
- длина трубы.





Society of Petroleum Engineers

# Российская нефтегазовая техническая конференция SPE

12–14 октября 2021

Технопарк “Сколково”  
Москва, Россия

Откройте для себя не имеющую аналогов программу!

## Сопредседатели программного комитета



Максим Коваль  
СамарНИПИнефть



Юрий Петраков  
ЦИФРА



Николай Смирнов  
PetroGM

## Среди докладчиков



Александр Шандрыгин  
Газпром ВНИИГАЗ



Константин Соборнов  
Северо-Уральская  
нефтегазовая компания



Подробная информация: [go.spe.org/21rptc-program](https://go.spe.org/21rptc-program)



**Российское отделение Ассоциации специалистов  
по колтюбинговым технологиям  
и внутрискважинным работам**

**Russian Chapter of the Intervention  
and Coiled Tubing Association**



ICOTA  
РОССИЯ



**Контактная информация**

**Пыжевский переулк, 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)**



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

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

## ЗАЯВЛЕНИЕ

Прошу принять меня в члены ICoTA-Россия

Фамилия \_\_\_\_\_ Написание по-английски \_\_\_\_\_

Имя \_\_\_\_\_ Написание по-английски \_\_\_\_\_

Отчество \_\_\_\_\_

Организация/компания/структура \_\_\_\_\_

Должность \_\_\_\_\_

Адрес электронной почты \_\_\_\_\_

Телефон служебный \_\_\_\_\_ Факс \_\_\_\_\_

Телефон мобильный \_\_\_\_\_

Почтовый адрес для связи \_\_\_\_\_

Дата \_\_\_\_\_

Подпись \_\_\_\_\_

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



**Медиаплан распространения журнала  
«Время колтюбинга. Время ГРП»  
на отраслевых мероприятиях в 2021 году  
ВК № 2/76, июнь-2021**

Мероприятие	Дата проведения	Страна, город
24-я специализированная выставка «НЕФТЬ. ГАЗ.ХИМ.2021» (в рамках XII Саратовского индустриального форума)	9-11.06.2021	Россия, Саратов
VIII международный форум и выставка «ЯМАЛ АРКТИКА НЕФТЕГАЗ»	29-30.06.2021	Россия, Тюмень
5-й ежегодный международный инвестиционный Восточный нефтегазовый форум и выставка	7-8.07.2021	Россия, Владивосток
Северо-Каспийская региональная выставка АTYRAU OIL& GAS – 2021	4-6.08.2021	Россия, Новосибирск
CIPЕ-2021	8-10.06.2021	Китай, Пекин

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\$.



Фрагмент картины Клода Моне «Кувшинки»  
Fragment of Claude Monet's painting "Water Lilies"

Почетный редактор – **Рон Кларк** (rc@cttimes.org);  
главный редактор – **Галина Булыка** (halina.bulyka@cttimes.org);  
директор по стратегическому развитию проекта «Время колтюбинга» –  
**Артем Грибов** (artem.gribov@cttimes.org);  
научный редактор – **Антон Федоренко**, канд. физ.-мат. наук;  
Переводчики – **Сергей Масленицин**, **Христина Булыко**,  
**Григорий Фомичев**, **Светлана Лысенко**;  
ответственный секретарь – **Наталья Михеева**;  
маркетинг и реклама – **Марина Куликовская** (advert@cttimes.org);  
дизайн и компьютерная верстка – **Людмила Гончарова**;  
подписка и рассылка – 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);  
Editor-in-chief – **Halina Bulyka** (halina.bulyka@cttimes.org);  
Director of Strategic Development "Coiled Tubing Times" –  
**Artem Gribov** (artem.gribov@cttimes.org);  
Scientific editor – **Anton Fedorenko**, Doctor of Phys.-Math.;  
Translators – **Sergey Maslennitsin**, **Christina Bulyko**, **Gregory  
Fomichev**, **Svetlana Lysenko**; Executive editor – **Natallia Mikheyeva**;  
Marketing and advertising – **Marina Kulikovskaya** (advert@cttimes.org);  
Design & computer making up – **Ludmila Goncharova**;  
Subscription & distribution – cttimes@cttimes.org.

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.

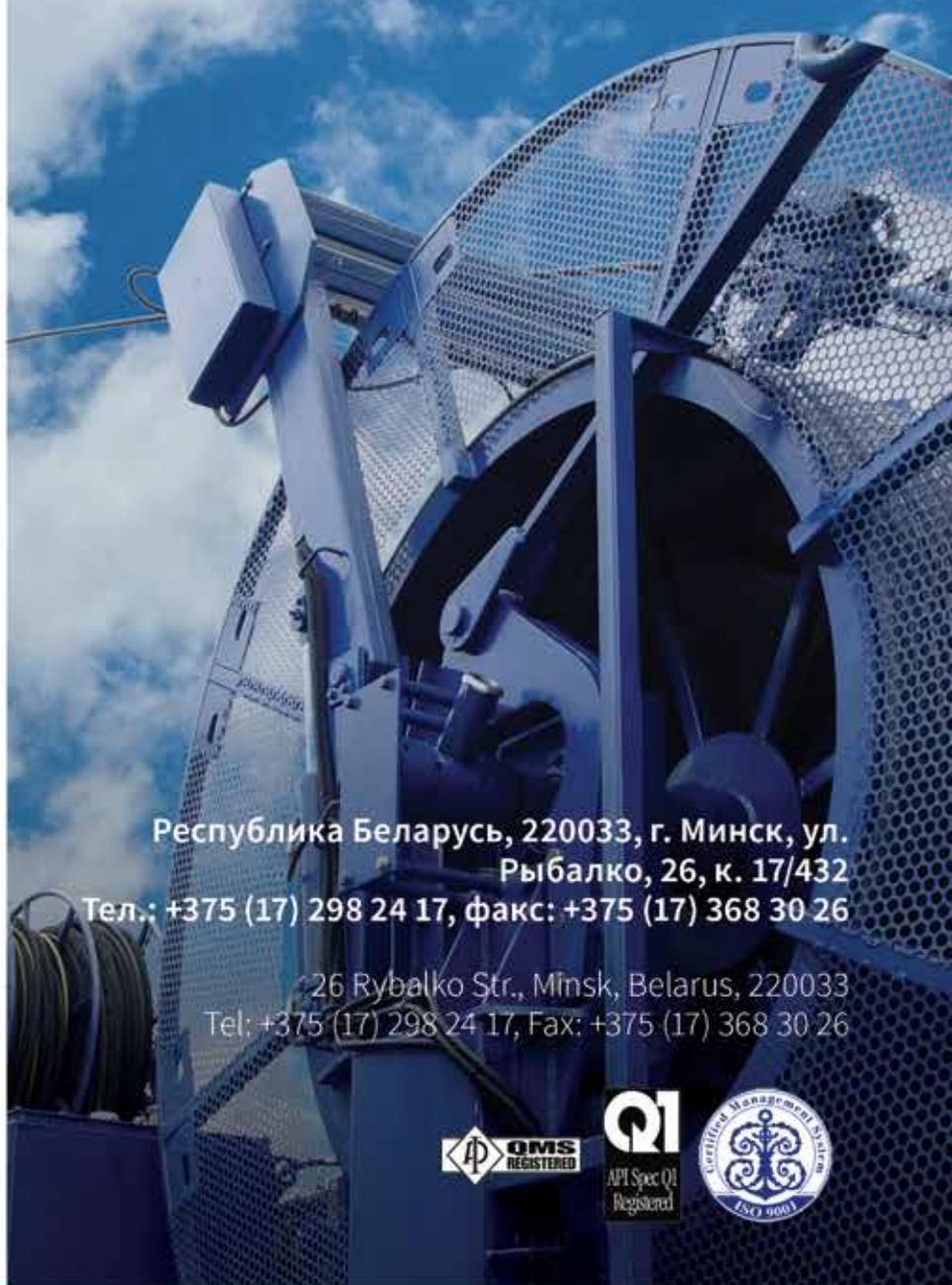
The materials, the author of which is not specified, are the product of the  
Editorial Board teamwork. When reprinting the materials the reference to the  
Coiled Tubing Times is obligatory. The articles provided in this journal do not  
necessarily represent the opinion of the Editorial Board.

The Journal offers a cooperation to advertisers and persons concerned.



**Колтюбинговое, азотное  
и насосное оборудование**  
Coiled tubing, nitrogen and  
pumping equipment

**Оборудование для ГРП**  
Fracturing equipment



Республика Беларусь, 220033, г. Минск, ул.  
Рыбалко, 26, к. 17/432  
Тел.: +375 (17) 298 24 17, факс: +375 (17) 368 30 26

26 Rybalko Str., Minsk, Belarus, 220033  
Tel: +375 (17) 298 24 17, Fax: +375 (17) 368 30 26





- 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**  
Hydraulic fracturing

**Услуги с установками ГНКТ**  
Coiled tubing services

**Освоение скважин азотом**  
Well gaslifting

**Заканчивание скважин**  
Well completion

**Пакерный сервис**  
Packer service

**Ловильные работы**  
Fishing operations

**Супервайзинг при ТКРС, освоении,  
ГРП и ГНКТ**  
Workover, CT & fracturing supervising



[packer-tools.ru](http://packer-tools.ru), [contact@packer-tools.ru](mailto:contact@packer-tools.ru)