

Coiled/tubing

ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА
ВРЕМЯ ГРП *limes*

издается с 2002 года / has been published since 2002

4 (070), Декабрь/December 2019

www.cttimes.org

ЮБИЛЕЙНАЯ 20-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ
КОНФЕРЕНЦИЯ «КОЛТЮБИНГОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ,
ГРП, ВНУТРИСКВАЖИННЫЕ РАБОТЫ»
20TH ANNIVERSARY INTERNATIONAL COILED TUBING,
HYDRAULIC FRACTURING AND WELL INTERVENTION
CONFERENCE

НАПРАВЛЯТЬ ВЕКТОР ДАЛЬНЕЙШЕГО РАЗВИТИЯ.
15-Я ПОТРЕБИТЕЛЬСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ
СЗАО «ФИДМАШ»
GUIDING THE VECTOR OF FURTHER DEVELOPMENT.
15TH NOV FIDMASH'S CONSUMER CONFERENCE

ТРИ ОСНОВНЫХ ПРАВИЛА БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ
ВЫПОЛНЕНИИ РАБОТ С ГНКТ
THREE BASIC SAFE OPERATING PRACTICES FOR COILED
TUBING OPERATIONS

«ИНТЕГРА»: ПЕРЕЗАГРУЗКА
"INTEGRA": REBOOT

КОЛТЮБИНГОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ
В «УРАЛ-ДИЗАЙН-ГРУПП»
COILED TUBING TECHNOLOGIES
AT URAL-DESIGN-GROUP



70



ESTM

Производство гибких
насосно-компрессорных труб



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

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



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

**The 21th 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 2020 года,
Россия, Москва, гостиница «Новотель»
(Пресненская наб., 2, ст. м. «Деловой центр»,
«Выставочная»)**

**November, 2020,
Russia, Moscow, Novotel Moscow City Hotel
(Presnenskaya emb. 2, "Delovoy Tsentr"/
"Vystavochnaya" metro station)**

Тематика:

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

Conference topics:

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

КОНТАКТЫ / CONTACTS:

Е-mail: 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



ПРЕДСЕДАТЕЛЬ РЕДАКЦИОННОГО СОВЕТА

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

РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ

Ж. Атти, вице-президент по международным продажам компании Global Tubing;

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

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

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

Г.А. Булыка, главный редактор журнала;

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

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

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

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

С.А. Заграничный, генеральный директор ТОО «Трайкан Велл Сервис», Казахстан;

Р. Кларк, почетный редактор журнала;

А.Н. Коротченко, директор ООО «ИнТех»;

Е.Б. Лапотенцова, генеральный директор СЗАО «ФИДМАШ»;

В.В. Лаптев, к.т.н., первый вице-президент Евро-Азиатского геофизического общества;

А.М. Овсянкин, генеральный директор ООО «Пакер Сервис»;

М.А. Силин, д.х.н., профессор, заведующий кафедрой «Технологии химических веществ для нефтяной и газовой промышленности» РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина;

С. 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 «Нефтегазовая техника и технологии» ЮРГТУ (НПИ);

А.В. Трифонов, главный инженер проекта «Ямбург», ООО «Газпромнефть-Заполярье»;

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

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

Главный научный консультант – **В.С. Войтенко**, д.т.н., профессор, академик РАЕН; научные консультанты – **Л.А. Магадова**, д.т.н., зам. директора Института промышленной химии РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина; **И.Я. Пирч**, директор СЗАО «Новинка»; **Х.Б. Луфт**, старший технический советник компании Trican Well Service; **К. Ньюман**, технический директор компании NOV CTES; **А.В. Кустышев**, д.т.н., профессор.

ИЗДАТЕЛЬ

ООО «Время 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.

PRESIDENT OF EDITORIAL BOARD

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

EDITORIAL BOARD

J. Attie, Vice President, International Sales, Global Tubing;

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

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

H. Bulyka, Editor-in-Chief;

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

R. Clarke, Honorary Editor;

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

A. Korotchenko, Director, InTech, LLC;

A. Lapatsentava, Director General, FIDMASH;

V. Laptev, Doctor of Engineering, Vice President of Euroasian Geophysical Society;

A. Ovsiankin, Managing Director, Packer Service LLC;

M. Silin, Doctor of Chemistry, 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, Gazpromneft 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

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

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

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

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

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

Chief scientific consultant – **V. Voitenko**, Doctor of Engineering, Professor, Member of the Russian Academy of Natural Sciences; Scientific consultants – **L. Magadova**, Doctor of Engineering, Deputy Director of Institute of Industrial Chemistry, Gubkin Russian State University of Oil and Gas; **I. Pirsch**, Director of CJSC Novinka; **H.B. Luft**, Professor, Senior Technical Advisor of Trican Well Service; **K. Newman**, Technical Director of NOV CTES; **A. Kustyshev**, Doctor of Engineering, Professor.

PUBLISHER

Coiled Tubing Times, LLC

JOURNAL HAS BEEN PREPARED FOR PUBLICATION

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

ADDRESS OF EDITORIAL OFFICE

5/1, Pyzhevski Lane, office 224, Moscow 119017, Russia.
Phone: +7 499 788 91 24, Fax: +7 499 788 91 19.
www.cttimes.org, e-mail: cttimes@cttimes.org
Edition: 6000 copies. The first party: 1000 copies.
The Journal is registered by the Federal Agency of Press and Mass Communication of Russian Federation.
Registration number ПИ № ФС 77-55830 dated 30.10.2013.

СЛОВО РЕДАКТОРА

Как уже повелось, заключительный в году номер нашего ежеквартальника содержит подробный отчет об очередной конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы», на этот раз 20-й, юбилейной. Поздравьте нас! Поверьте, не так-то просто в нынешнее турбулентное время ежегодно собирать авторитетную аудиторию и обеспечивать интересную для нее программу. Без ложной скромности, но в этот раз нам снова всё удалось.

Конференция ожидаемо подвела промежуточные итоги марафона развития российского высокотехнологичного нефтегазового сервиса. Была подтверждена уже очертившаяся в прошлые годы тенденция на увеличение диаметров и длин гибкой трубы, а, следовательно, и тяговых усилий инжекторов. Массовый приход в отрасль более мощных колтюбинговых установок вызывает высвобождение машин прошлого поколения, которые уже не справляются с широким спектром задач, когда заказчик желает получить всё и сразу – от банальных промывок скважин до обслуживания протяженных горизонтальных стволов. Новые мощные установки универсальны, и у них сегодня нет конкурентов.

Еще одна проблема, которую высветила конференция, – наметившийся пробел в, казалось бы, нерушимой сцепке «колтюбинг – МГРП». Сегмент МГРП продолжает быть высоко востребованным и активно развиваться, но многие технологические решения (открывающиеся/закрывающиеся порты, Plug & Perf и т. д.) уже осуществляются без применения ГНКТ, тем самым сужается область использования колтюбинга. Это значит, что нужно искать и находить новые пути для гибкой трубы. Большие перспективы, на мой взгляд, в симбиозе колтюбинга с геофизикой. Я продолжаю верить и в возможности широкого использования колтюбингового бурения на российских просторах.

Как сказал один из докладчиков конференции, правила игры меняются, как и технологическая составляющая. Да, мы живем в эпоху перемен, не самую благоприятную, по мнению древнекитайских мудрецов, но очень интересную, потому что инновации плывут к нам нескончаемым потоком. К примеру, аудитории конференции были представлены растворимые сплавы российской разработки, способные произвести революцию в технологиях МГРП. Для месторождений Сибири адаптирована низковязкая полимерная жидкость ГРП – сликвода, уже успешно применяющаяся на сланцевых месторождениях, но способная стать сенсацией на российском рынке. Радует, что в РФ появляются всё новые производства ГНКТ. Два года назад очень успешно стартовала компания ESTM, а сегодня берет высокий старт ООО «Интеко Тюбинг». Семимильными шагами приходит в отрасль цифровизация, облагораживая всё новые сегменты нашей деятельности.

Коллеги, в своей профессии мы идем в ногу со временем, но и время идет, переворачивая страницы календаря. На навигаторе цифры: 2020. По приметам, это счастливое число. Пусть всё у вас будет хорошо в новом году!

Рон Кларк



EDITORIAL

As is customary, the year-end issue of our quarterly journal contains a detailed report on the regular *Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference* which has been held for the 20th time, thus becoming an anniversary event. Something to be congratulated on! Take my word for it, it is quite a task in our turbulent times to gather annually a sophisticated audience and to provide an agenda worthy of such audience. In all modesty, we have made it work again.

The conference, as expected, has presented preliminary findings of the development marathon of the Russian high-technology oil and gas service. The emerging trend of the recent years for increasing the diameter and length of the coiled tube and, consequently, the injector pulling capacity has proved to be relevant. The industry experiences a large-scale flow of high-powered coiled tubing units, which removes the need in the previous generations of machinery unable to handle a wide range of missions and satisfy the customer willing to have everything at once, from common well cleanout to servicing extensive horizontal wellbores. The new high-powered units designed for multiple purposes are currently beyond competition.

Another issue highlighted by the conference is a gap which begins to show in the seemingly unbreakable bond of coiled tubing and multistage fracturing. While multistage fracturing remains in high demand and makes progress at a rapid rate, there are various technological solutions (opening/closing ports, Plug & Perf, etc.) which make no use of coiled tubing thus narrowing its scope of application. It means that new ways for coiled tubing are still to be sought and found. I see great opportunities of the symbiotic association of coiled tubing and geophysics. Furthermore, I keep advocating for the extensive use of coiled tubing drilling throughout Russia.

According to one of the speakers at the conference, changes in the technology component are accompanied by changes in the rules of the game. It is true, due to the changes our times, if put in the words of the ancient Chinese thinkers, are interesting, though tough, with innovations pouring and overwhelming. For example, the members of the conference were introduced to soluble alloys made by Russian engineers which can revolutionize the technologies of multistage fracturing. Viscous slick-water, a low-viscosity synthetic polymer-based fluid, which is used successfully at shale deposits, has been adapted for Siberian fields and is likely to make a breakthrough in the Russian market. We are happy to see new coiled tubing manufacturers in Russia. After a very good start of ESTM two years ago, Inteco Tubing LLC follows its lead today. The digitalization of the industry is lightning fast, with new segments being upgraded every day.

Dear colleagues, we do our work keeping up with the times, but the times move ahead as well tearing off leaves in the calendar. The navigator shows 2020. A lucky number, people say. May the new year be lucky for you!

Ron Clarke

ПЕРСПЕКТИВЫ

- 6** «Время колтюбинга. Время ГРП» – победитель Intervention Technology Award – 2019
- 7** Правила игры меняются, как и технологическая составляющая 20-я Международная научно-практическая конференция «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы»
- 32** Intervention Technology Award – 2019
- 38** Направлять вектор дальнейшего развития 15-я Потребительская конференция СЗАО «ФИДМАШ»

ТЕХНОЛОГИИ

- 50** **П.В. Ревяков**
Результаты испытаний регистрирующей кабельной головки для геофизических исследований и промывки горизонтальных нефтегазовых скважин
- 62** **Годвин Чидибере Нвафор**
Три основных правила безопасности при выполнении работ с ГНКТ

ПРАКТИКА

- 66** «Интегра»: перезагрузка (Беседа с **В.П. Макаровым**, директором Бизнес-Направления «Колтюбинг» Группы компаний «Интегра»)
- 71** Машинист погрузчика **А.И. Катин**: «ГНКТ – интеллектуальный вид услуг»
- 74** Колтюбинг был, есть и будет! (Беседа с **В.Н. Шумаковым**, генеральным директором ООО «Урал-Дизайн-Групп»)

ОБОРУДОВАНИЕ

- 82** **Лин Ю Кинг, П.Л. Егоров**
Технологические инновации SHINDA (TANGSHAN) в производстве ГНКТ
- 84** **М.М. Рябов**
Технология «Ойл Энерджи» М4 – новый виток эволюции систем МГРП

НЕФТЕПРОМЫСЛОВАЯ ХИМИЯ

- 86** **А.В. Денисова**
Нейтрализация сероводорода в нефти
- 90** **Л.А. Магадова, З.А. Шидгинов, А.В. Стрелков, С.В. Аксенова**
Тампонажный состав на основе синтетических смол

ВЕКТОР РАЗВИТИЯ

- 92** Аналитическая группа журнала «Время колтюбинга. Время ГРП»
Атом ломает льды
- 98** Красота месторождений

ЛУЧШИЕ АВТОРЫ – 2019

- 102** Журнал – это авторы!
- 105** Анкета журнала «Время колтюбинга. Время ГРП»

PROSPECTS

- 6** Coiled Tubing Times – Winner of the Intervention Technology Award – 2019
- 7** Rules of the Game Are Changing Just Like the Technological Component 20th International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference
- 32** Intervention Technology Award – 2019
- 38** Guiding the Vector of Further Development 15th NOV FIDMASH'S Consumer Conference

TECHNOLOGIES

- 50** **P. Revyakov**
Test Results of the Recording Cable Head for Logging and Cleanout Operations in Horizontal Oil and Gas Wells

- 62** **Godwin Chidiebere Nwafor**
Three Basic Safe Operating Practices for Coiled Tubing Operations

PRACTICE

- 66** "Integra": Reboot (Interview with **V.P. Makarov**, Director of the Coiled Tubing Business Line, Integra Group of Companies)
- 71** Loader Driver **A.I. Katin**: "CT – an intelligent type of service"
- 74** The Future Lies with Coiled Tubing, Which Was, Is and Will Be (Interview with **V.N. Shumakov**, General Director of Ural-Design-Group LLC)

EQUIPMENT

- 82** **Lin Yue Qing, Pavel Egorov**
Innovative Technologies at SHINDA (TANGSHAN) for Coiled Tubing Manufacturing

OILFIELD CHEMISTRY

- 86** **A. Denisova**
Hydrogen Sulphide Neutralization in Oil
- 90** **L. Magadova, Z. Shidginov, A. Strelkov, S. Aksenova**
Backfill Composition Based on Synthetic Resin

DEVELOPMENT VECTOR

- 92** **Analytical Group of the Coiled Tubing Times**
An Atom Breaks the Ice
- 98** **The Beauty of Oilfields**

BEST AUTHORS – 2019

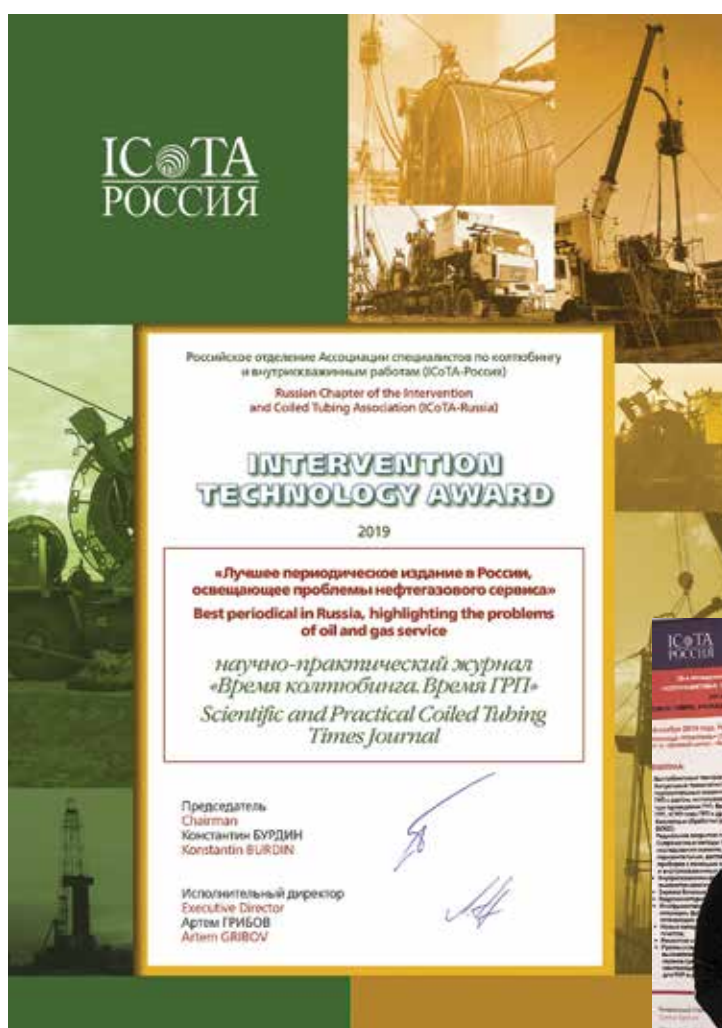
- 102** The Journal Is the Authors!

С НОВЫМ ГОДОМ!

Happy New Year!

«Время колтюбинга. Время ГРП» – победитель Intervention Technology Award – 2019

Coiled Tubing Times – Winner of the Intervention Technology Award – 2019



Научно-практический журнал «Время колтюбинга. Время ГРП» стал победителем Intervention Technology Award – 2019 в номинации «Лучшее периодическое издание в России, освещающее проблемы нефтегазового сервиса».

Scientific and practical Coiled Tubing Times Journal has won Intervention Technology Award – 2019 in the category "Best periodical in Russia, highlighting the problems of oil and gas service".

**На снимке: Главный редактор
журнала Галина Булыка в момент
награждения**

**Pictured: Halina Bulyka, editor-in-chief
of the journal at the time of the award**



Правила игры меняются, как и технологическая составляющая

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

Rules of the Game Are Changing Just Like the Technological Component

20th International Scientific and Practical Coiled Tubing,
Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference

Юбилейная 20-я Международная научно-практическая конференция «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы» состоялась 7-8 ноября 2019 года в Москве, в гостинице «Новотель Москва Сити».

Организаторами выступили российское отделение Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA-Россия) и редакция научно-практического журнала «Время колтюбинга. Время ГРП». Конференция прошла при официальной поддержке Министерства энергетики Российской Федерации.

Спонсорами являлись: СЗАО «ФИДМАШ» (генеральный спонсор), «Шлюмберже» (официальный спонсор), ООО «Пакер Сервис», СЗАО «Новинка», NOV Quality Tubing, ООО «МашОйл» (спонсоры). В качестве партнера конференции традиционно выступил научно-образовательный центр «Промысловая химия» РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина.

Целевая аудитория мероприятия – представители нефтегазосервисных, нефтегазодобывающих, производящих оборудование и материалы для высокотехнологичного нефтегазового сервиса компаний, а также отраслевых вузов и исследовательских структур.

В 20-й встрече приняли участие 135 делегатов из разных регионов Российской Федерации, США, Китая, Беларуси, Германии, ОАЭ. Они представляли 63 структуры, в том числе компании «Роснефть», «Газпром», «Газпром нефть», «ЛУКОЙЛ», «НОВАТЭК», «Пакер Сервис», «Татнефть», «Шлюмберже», Weatherford, «ТаграС-РемСервис», «ЛениногорскРемСервис», «ФракДжет-Волга», «Урал-Дизайн-Групп», «БВТ», «БВТ-

20th anniversary International Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference was held on November 7-8, 2019 at Novotel Moscow City, Moscow.

The conference was organized by the Russian chapter of ICoTA and Coiled Tubing Times journal. Official support was provided by the Ministry of Energy of the Russian Federation.

The event was sponsored by NOV FIDMASH (general sponsor), Schlumberger (official sponsor), Packer Service, Novinka, NOV Quality Tubing, MashOil (sponsors). Oilfield Chemistry research and educational centre under Gubkin University of Oil and Gas acted as a traditional partner of the conference.

The target audience of the event – representatives of oil and gas service companies, oil and gas producers, equipment and material manufacturers for high-tech oil and gas field services, as well as representatives of industrial universities and research centres.

20th conference brought together 135 delegates from various Russian regions, USA, China, Belarus, Germany, UAE. They represented 63 entities, including Rosneft, Gazprom, Gazpromneft, LUKOIL, NOVATEK, Packer Service, Tatneft, Schlumberger, Weatherford, TagraS-RemService, LeninogorskRemService, FracJet-Volga, Ural-Design-Group, BVT, BVT-Vostok, Belorusneft, FIDMASH, NOV Quality Tubing, BP Russia, Baker Hughes, Tenaris, Novinka, FID Group, INK-TKRS, Kogalymneftegeofizika, Bashneftegeofizika, Inteko-Tubing, Khimprom, RN-CEPiTR, RN-BashNIPIneft, RN-Yuganskneftegaz, RN-GRP, Welltech Oilfield Services Rus, ESTM, PKF GIS Nefteservis, SHINDA, Chelyabinsk Pipe Mill, BTV-Coiled tubing, Zenit-Service, RGM-Neft-Gaz-Service,

Международная научно-практическая конференция «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы» – главное событие в календаре российского отделения ICoTA.

International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference is the main event on the agenda of the Russian chapter of ICoTA.

Восток», «Белоруснефть», СЗАО «ФИДМАШ», NOV Quality Tubing, BP Russia, Baker Hughes, Tenaris, СЗАО «Новинка», Группа ФИД, «ИНК-ТКРС», «Когалымнефтегеофизика», «Башнефтегеофизика» «Интеко-Тюбинг», «Химпром», «РН-ЦЭПиТР», «РН-БашНИПИнефть», «РН-Юганскнефтегаз», «РН-ГРП», «Велтэк Ойлфилд Сервисес (РУС)», ESTM, «ПКФ «ГИС Нефтесервис», SHINDA, Челябинский трубопрокатный завод, «БТВ-Колтюбинг», «Зенит-Сервис», «РГМ-Нефть-Газ-Сервис», НПП «РостЭКтехнологии», НПФ «Пакер», «МеКаМиннефть», «Газпром ПХГ», «Газпром недра», Uni-Arab Engineering & Oilfield Services, «Джерри-Нефтегазовое оборудование», «Топ Тулз Рус», «Римера» и др., а также представители вузовской науки, в частности, РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина.

Международная научно-практическая конференция «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы» – старейший в России форум, главное событие в календаре российского отделения ICoTA. За два десятилетия конференция стала основной площадкой, где заказчики и подрядчики имеют прекрасную возможность получить информацию об инновациях, в текущем году появившихся на рынке. Мероприятие проводится ежегодно, и оно по праву заслужило репутацию профессионального клуба приверженцев высокотехнологичного нефтегазового сервиса.

Конференцию открыл председатель ICoTA-Россия к. т. н. **Константин Бурдин**. Он поздравил присутствующих с юбилеем мероприятия, пожелал конференции плодотворной работы и передал слово для приветствия генеральному директору СЗАО «ФИДМАШ», генерального спонсора конференции, **Александру Линевичу**.

«Наша компания более двух десятилетий назад начинала производство колтюбингового оборудования, и в то время мы очень мало о нем знали, – начал свое выступление А. Линевич, – прошло двадцать лет, но и сегодня я не могу сказать, что знаю о колтюбинге абсолютно всё, потому что постоянно идет усовершенствование техники. Живое общение, которое дарят эти конференции, позволяет нам, производителям оборудования, следовать самым передовым трендам, обеспечивать внедрение новейших технологий нефтегазового сервиса. Нам удастся создавать технику, которая позволяет усиливать возможности сервисных компаний, а иногда у нас получается даже опережать запросы потребителей. Поэтому наша компания всегда принимала активное участие в конференциях «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы» и оказывала



Константин Бурдин
Konstantin Burdin

RoSTEKtehnologii, NPF Packer, MeKaMineft, Gazprom PKhG, Gazprom nedra, Uni-Arab Engineering & Oilfield Services, Jerry – Oil and Gas Equipment, Top Tools Rus, Rimerа and other companies as well as representatives of universities, in particular, Gubkin University of Oil and Gas.

International Scientific and Practical

Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference – the most long standing forum in Russia, is the main event on the agenda of the Russian chapter of ICoTA. For two decades, the conference continues to be the main venue where

customers and contractors have an excellent opportunity to receive information on innovations that have appeared on the market this year. The event is held annually, and it rightfully earned a reputation as a professional club of adherents of high-tech oil and gas services.

The conference was opened by **Konstantin Burdin**, PhD,

Chairperson of ICoTA-Russia. He congratulated those present on the anniversary of the event, wished the conference fruitful work and passed the floor to **Alexander Linevich**, the Director General of FIDMASH – general sponsor of the conference.

Our company began the production of coiled tubing equipment more than two decades ago, and at that time we knew very little about it” – A. Linevich started his speech. “Twenty years have passed, but today I can’t say that I know absolutely everything about coiled tubing, because there is an ongoing improvement in technology”. Live communication provided by these conferences allows us, equipment manufacturers, to follow the most advanced trends, to ensure the introduction of the latest oil and gas service technologies. We manage to create machinery that allows us to enhance the capabilities of service companies, and sometimes we even manage to get ahead of customer requests. Therefore, our company has always taken an active part in Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention conferences and supported the events. I am sure that such meetings allow all of us moving forward together. I wish the conference participants successful and constructive work”.

Halina Bulyka, Editor-in-Chief of Coiled Tubing Times scientific and practical journal also congratulated the participants on the opening of

Рынок колтюбинга обладает значительным потенциалом роста к 2030 году – 248% в денежном выражении.

Coiled tubing market has significant growth potential by 2030 – 248% in monetary terms.

им поддержку. Я уверен, что эти встречи позволяют нам всем вместе двигаться вперед. Желаю участникам конференции успешной и конструктивной работы».

Главный редактор научно-практического журнала «Время колтюбинга. Время ГРП» **Галина Булыка** от имени организаторов также поздравила собравшихся с открытием конференции, отметив, что «сегодня клуб приверженцев высокотехнологичного нефтегазового сервиса собрался в полном составе».

Время стратегии

Насыщенную программу конференции, вместившую в шести секциях 32 выступления, открыл стратегический доклад «**Будущее российского нефтесервисного рынка, включая его сегменты – колтюбинг и ГРП**», с которым выступил руководитель аналитической группы RPI Research & Consulting **Вадим Кравец**.

Докладчик перечислил факторы, которые учитывались при составлении прогнозов, в том числе прогнозов количества нефтесервисных операций с разбивкой по сегментам рынка. Были представлены базовый, пессимистический и оптимистический сценарии добычи нефти в РФ на период до 2030 года и прогноз добычи по типам месторождений (старые, новые, ТРИЗ, шельф). Дана ретроспективная динамика нефтесервисного рынка РФ в 2005-2018 годах с указанием его основных драйверов в этот период и прогнозная динамика этого рынка на 2019-2030 годы.

В прогнозе в качестве причин роста объема рынка выделены:

- увеличение числа нефтесервисных операций;
- рост стоимости операций вследствие их усложнения (например, в сегменте ГРП вследствие возрастания числа операций МГРП и увеличения числа их стадий или



Галина Булыка
Halina Bulyka

the conference, noting that “today the club of adherents of high-tech oil and gas services has gathered in full”.

Strategy time

Tight conference program, which comprised 32 presentations in six sections, was opened by the strategic presentation “**The Future of the Russian Oilfield Services Market, Including Coiled Tubing and**

Fracturing Segments”, delivered by **Vadim Kravets**, the head of the analytical group RPI Research & Consulting.

The speaker listed the factors that were taken into account when making the forecasts, including forecasts of the number of oilfield operations by market segment. The baseline, pessimistic and optimistic scenarios of oil production in the Russian Federation for the period until 2030 and the forecast of production by type of oilfield (mature, new, yard-to-recover reserves, offshore) were presented. The speaker provided retrospective dynamics of the oilfield services market of the Russian Federation in 2005-2018, indicating its main drivers during this period and the forecast of the market for 2019-2030.

Forecast includes the following factors driving the possible growth of the market:

- Increase in the number of oilfield services operations;
- Higher price of such operations due to increased complexity (e.g., in the fracturing segment – increase in the number and complexity of fracking stages, or more complicated workover operations);
- Inflation.

Compared to 2018, there will be a change in the composition of the five largest segments of the oilfield services. The greatest progress is expected in the segments of drilling and hydraulic fracturing.

The dynamics of the coiled tubing market volume in 2007-2018 was presented. The largest growth during this period was demonstrated by the hydraulic fracturing and multi-fracturing operations segment (+46.0 billion rubles), which accounted for 64.9% of the coiled tubing market growth.

The most expensive and money-intensive segment of CT operations is hydraulic fracturing market, including multi-stage fracturing in new wells. Its volume in 2018 amounted to 48.3 billion rubles. (60.8%).

Currently, the market structure for the main coiled

Ожидается, что в период с 2019 по 2030 год рынок ГРП будет расти на 13% в год и достигнет к концу периода 577,3 млрд рублей.

Основным драйвером роста станет сегмент МГРП.

It is expected that between 2019 and 2030 the hydraulic fracturing market will grow by 13% per year and will reach 577.3 billion rubles by the end of the period.

Multi-stage fracturing operations will become the main driving force of growth.



Вадим Кравец
Vadim Kravets

сложности операций КРС);
• инфляционные процессы.

По сравнению с 2018 годом состав пятерки крупнейших сегментов нефтесервисного рынка изменится. Наибольший прогресс ожидается в сегментах сопровождения бурения и ГРП.

Была представлена динамика объема рынка колтюбинга в 2007-2018 годах. Наибольший рост в этот период продемонстрировал сегмент операций при ГРП и МГРП (+46,0 млрд руб), обеспечивший 64,9% роста рынка колтюбинга.

Самый дорогой и объемный в денежном выражении сегмент операций с ГНКТ – это операции ГРП, включая МГРП на новых скважинах. Его объем в 2018 году составил 48,3 млрд руб. (60,8%).

В настоящее время структура рынка основных колтюбинговых операций выглядит так:

- обработка ПЗП скважины и вызов притока (без учета ГРП);
- подготовительные работы к ГРП, освоение скважины после ГРП;
- подготовка скважины к ЗБС, освоение после ЗБС;
- подготовка в эксплуатацию и ремонт нагнетательных скважин/освоение вновь пробуренных скважин;
- прочие виды работ КРС;
- операции при ГРП и МГРП;
- операции при бурении и ЗБС.

Наибольшую долю рынка колтюбинга в физическом выражении составляют операции при КРС (71,2%), при этом в денежном выражении они составляют лишь 35,2%. Обратная картина наблюдается в сегменте ГРП и МГРП. В физическом выражении их доля составляет 26,8%, тогда как в денежном выражении этот сегмент первенствует – 60,8%.

Рынок колтюбинга обладает значительным потенциалом роста к 2030 году – 248% в денежном выражении. Рост будет обусловлен увеличением количества операций и себестоимости отдельных операций в связи с повышением технологической сложности. Однако в связи с появлением ряда российских производств ГНКТ ожидается сдерживание стоимости операций.

В 2006-2018 годах крупнейшим сегментом рынка ГРП являлись операции одностадийного ГРП на переходящем фонде скважин, которые составляли 49,7% рынка в физическом выражении. В 2018 году объем рынка вырос по сравнению с 2017 годом на 29,2% и



tubing operations looks as follows:

- Bottomhole area treatment and well stimulation (excluding fracking);
- Preparation for fracturing, well stimulation after fracturing;
- Preparing well for sidetracking, well stimulation after sidetracking;
- Preparing for operation and repair of injection wells / stimulation of

newly-drilled wells;

- Other types of workover operations
- Fracturing and multi-stage fracturing operations;
- Drilling and sidetracking operations.

The largest share of CT market in physical terms accounts for workover operations (71.2%), while in monetary terms their share is only 35.2%. The opposite picture is observed in the segment of hydraulic fracturing and multi-stage hydraulic fracturing. In physical terms, its share is 26.8%, while in monetary terms this segment is a leader – 60.8%.

Coiled tubing market has significant growth potential by 2030 – 248% in monetary terms. The growth will be stipulated by an increase in the number of operations and the cost of individual operations due to increase in technological complexity. However, due to the emergence of a number of Russian coiled tubing manufacturers, cost of operations is expected to be contained.

In 2006-2018 the largest segment of the hydraulic fracturing market was single-stage hydraulic

fracturing operations on the current declining well stock, which comprised 49.7% of the market in physical terms. In 2018, the market volume grew by 29.2% compared to 2017 and amounted to 133.1 billion rubles. This growth was primarily associated with an increase in the number of multi-stage fracturing operations, which became more technologically sophisticated and expensive.

It is expected that between 2019 and 2030 the hydraulic fracturing market will grow by 13% per year and will reach 577.3 billion rubles by the end of the period.

Multi-stage fracturing operations will become the main driving force of growth; it has already surpassed single-stage hydraulic fracturing operations

Ямальный кластер сегодня представляет собой отдельный сегмент, где стандартные гибкие трубы просто не работают. Длины горизонтальных стволов в среднем там составляют 1500 м, проявляется тенденция к их увеличению до 2000 м. Все эти обстоятельства поднимают технологическую и техническую планки.

Yamal cluster today is a separate segment where standard CT simply does not work. The length of horizontal wellbores is on average 1,500 m, with a tendency to extend to 2,000 m. All these circumstances raise the technological and technical bar rather high.

составил 133,1 млрд рублей. Этот рост был связан в первую очередь с увеличением количества операций МГРП, которые стали более технологически сложными и дорогостоящими.

Ожидается, что в период с 2019 по 2030 год рынок ГРП будет расти на 13% в год и достигнет к концу периода 577,3 млрд рублей.

Основным драйвером роста станет сегмент МГРП, который уже превзошел в совокупном объеме рынка одностадийные операции ГРП, а к 2020 году его доля в денежном выражении возрастет до 81,4%. Это будет обусловлено ростом технологической сложности и себестоимости операций ГРП.

Время колтюбинга

«ГНКТ как неотъемлемая часть для решения задач на скважине. Вызовы сегодняшнего дня» – такой доклад озвучил **Сергей Симаков**, эксперт Управления интегрированных решений по ВСП Блока проектно-функционального обеспечения активов ООО «Газпромнефть НТЦ». Стоящие и решаемые вызовы сегодняшнего дня, выученные, причем не только положительные, уроки по отдельным дочерним обществам оказались в центре повествования. Была охарактеризована динамика изменения характеристик современных операций с применением ГНКТ. Выделены их основные виды:

- исследование скважин, активация узлов заканчивания при проведении МГРП;
- открытие-закрытие портов МГРП, установка пробок, фрезерование и т. д.;
- радиальное вскрытие пласта;
- бурение на ГНКТ.

Главным применяемым диаметром ГНКТ в настоящее время является 50,8 мм. Этот выбор обусловлен прежде всего увеличением протяженности горизонтальных участков скважин. Однако на Ямальском кластере большой потенциал к использованию имеет ГНКТ диаметром 60,3 мм, емкость узла намотки которой 6300 м. Ямальский кластер сегодня представляет собой отдельный сегмент, где стандартные гибкие трубы просто не работают. Длины горизонтальных стволов в среднем там составляют 1500 м, проявляется тенденция к их увеличению до 2000 м. Все эти обстоятельства поднимают технологическую и техническую планки. В настоящее время компания проходит

В условиях, когда все большую часть потенциальных запасов углеводородного сырья составляют трудноизвлекаемые, значительно расширяются возможности применения ГНКТ в качестве инструмента.

In conditions when an increasingly large part of the potential hydrocarbon reserves are hard to recover the possibilities of using CT as a tool are greatly expanded.

in the total market volume, and by 2020 its share in monetary terms will increase to 81.4%. This will be due to the increase in technological complexity and cost of hydraulic fracturing operations.

Coiled tubing times

“Coiled Tubing as an Integral Part for Solving Problems at the Field. Current Challenges”. This was the topic of the presentation by **Sergey Simakov**, COIL Tubing Expert Division of PVS for Assets Well Intervention Section, Gazpromneft NTC. The present challenges as well as lessons learned (not only positive) from individual subsidiaries were at the center of the story. Changes in the characteristics of modern CT operations have

been described by the speaker. He outlined the main types of operations:

- Well surveying, activation of well completion units during multi-stage fracturing;
- Multi-stage fracturing ports opening and closing, installation of plugs, milling, etc.;
- Radial drilling;
- CT drilling.

The main coiled tubing diameter currently in use is 50.8 mm. This choice is primarily due to the increase in the length of horizontal sections of wells. However, in the Yamal cluster there is great potential for the use of a 60.3 mm coiled tubing, with the reel capacity of 6,300 m. The Yamal cluster today is a separate segment where standard CT simply does not work. The length of horizontal wellbores is on average 1,500 m, with a tendency to extend to 2,000 m. All these circumstances raise the technological and technical bar rather high. Currently, the company is undergoing a contracting procedure for an injector with a pulling force of 45 tons.

The challenges faced during the development of the Yamal cluster and requiring complex, non-

standard solutions were described. The speaker informed about the tasks set and the actual outcomes, including the issues that had to be addressed additionally. Data on a specific well with complex profile, on work progress, difficulties and lessons learned were presented.

The ways of improving the CT services were indicated, the development potential of which is based

Ключевым элементом развития горизонтальных скважин турона стало применение жидкости ГРП (на водной и углеводородной основах) в тандеме с технологией заканчивания для мультистадийного ГРП с применением сдвижных муфт, управляемых на ГНКТ.

A key element in the development of Turon horizontal wells was the use of hydraulic fracturing fluid (water and hydrocarbon based) in tandem with completion technology for multistage hydraulic fracturing using sliding sleeves controlled by coiled tubing.

процедуру контрактирования уже с инжектором, тяговое усилие которого 45 тонн.

Были охарактеризованы вызовы, поставленные в процессе освоения Ямальского кластера и требующие сложных, нестандартных работ. Рассказано о том, какие ставились задачи и что было получено по факту, какие вопросы пришлось решать дополнительно. Представлены данные по конкретной скважине сложного профиля, о ходе работ, возникших в их процессе сложностях и извлеченных уроках.

Указаны пути улучшения сервиса ГНКТ, потенциал развития которого основан на усложнении технологий и привлечении инновационного оборудования.

«Правила игры меняются, как и технологическая составляющая», – начал свой доклад **«Применение колтюбинга в условиях трудноизвлекаемых запасов»** директор по развитию бизнеса и новым технологиям ООО «Пакер Сервис» **Камиль Каримов**. В условиях, когда все большую часть потенциальных запасов углеводородного сырья составляют трудноизвлекаемые, нефтесервисный рынок вынужден учитывать это обстоятельство как в плане технического оснащения, так и в плане инженерного подхода – оборудования, дизайнов, материалов. При этом значительно расширяются возможности применения ГНКТ в качестве инструмента.

Были представлены основные типы заканчивания при МСГРП и их преимущества. Так, в США 80% операций приходится на Plug & Perf, позволяющих осуществить максимальный охват (SRV). В Канаде 80% составляют ППМ (полнопроходные многоразовые порты), основное конкурентное преимущество которых – максимальная скорость. В России в 90% случаев применяются шаровые компоновки, обеспечивающие экономичность.

Докладчик подробно остановился на типе заканчивания Limited Entry.

Был представлен дизайн кластерной перфорации и охарактеризовано количество кластеров. Значительная часть выступления была посвящена технологии Plug & Perf, ее сути и результатам применения. Заключительная часть содержала информацию о парке оборудования ГНКТ и ГРП компании «Пакер Сервис» и комплектности флотов.

Константин Бурдин, к. т. н., главный инженер департамента по ремонту скважин с ГНКТ компании «Шлюмберже» выступил с докладом **«На пути к спящему дракону»**. Запасы турона составляют 1,1 триллиона кубических метров газа (что приблизительно равно 50% доказанных запасов газа Канады, согласно отчету ВР в 2017 году). Существуют ли решения для извлечения углеводородов из пласта, представляющего собой неконсолидированный песчаник с

Эдуард Абусалимов
Eduard Abusalimov



Было рассмотрено использование боковых горизонтальных каналов малого диаметра с точки зрения извлечения трудноизвлекаемых запасов из неоднородных плотных коллекторов.

The use of lateral horizontal channels of small diameter was considered from the viewpoint of extracting hard-to-recover reserves from heterogeneous dense reservoirs.

on the complexity of technologies and the attraction of innovative equipment.

“The rules of the game are changing, just like the technological component”. These were the first words of the presentation **“Coiled Tubing Operations under the Conditions of Hard-to-Recover Reserves”** delivered by **Kamil Karimov**, Director for Business Development and New Technologies, LLC Packer Service. In conditions when an increasingly large part of the potential hydrocarbon reserves are hard to recover, the oilfield services market is forced to take into account this circumstance both in terms of technical infrastructure and in terms of engineering approach – equipment, designs, materials. At the same time, the possibilities of using CT as a tool are greatly expanded.

The main types of completion for multi-stage fracturing and their advantages were presented. So, in the US 80% of operations are done by Plug & Perf, which allows for maximum coverage (SRV). In Canada 80% of the total number of ports is full-bore reusable ports, the main competitive advantage of which is maximum speed. In Russia, in 90% of cases ball assemblies are used that provide economic efficiency.

The speaker dwelled in detail on the “Limited Entry” type of completion.

The design of cluster perforation was presented, including characterization of the number of clusters. A significant part of the presentation was devoted to Plug & Perf technology, its essence and application results. The final part contained information on the CT and fracturing fleets of Packer Service and the completeness of the fleets.

Konstantin Burdin, Ph.D., Chief Engineer of the CT Department at Schlumberger, made a presentation **“On the Way to the Sleeping Dragon”**. Turon’s reserves are 1.1 trillion cubic meters of gas (approximately 50% of Canada’s proven gas reserves, according to BP report in 2017). Are there solutions for the extraction of hydrocarbons from the reservoir, which is unconsolidated sandstone with a reservoir

пластовой температурой 15 °C? Имеется ли опыт селективной добычи и заканчивания горизонтальных скважин, обеспечивающего предотвращение миграции песка из пласта без использования системы Gravel pack? Как и за счет чего компания-оператор получает выгоду от разработки нового резервуара на brown fields?

Основой технического решения стало редко используемое устройство контроля притока с универсальными песчаными фильтрами-экранами и подземным оборудованием для селективного стимулирования. Ключевым элементом развития горизонтальных скважин турона стало применение жидкости ГРП (на водной и углеводородной основах) в тандеме с технологией заканчивания для мультистадийного ГРП с применением сдвижных муфт, управляемых на ГНКТ. Дальнейшее управление селективной добычей также возможно на протяжении всего срока эксплуатации скважины. Успешное применение подземного оборудования и интенсификации пласта в Западной Сибири и ЯНАО подтверждают возможность извлечения прибыли из существующей добывающей инфраструктуры.

С технологией повышения нефтеизвлечения из неоднородных карбонатных коллекторов с применением боковых горизонтальных каналов

присутствующих ознакомил **Эдуард Абусалимов**, начальник службы ОПЗ Центра ГТМ Центра технологического развития ПАО «Татнефть». Было рассмотрено использование боковых горизонтальных каналов малого диаметра с точки зрения извлечения трудноизвлекаемых запасов из неоднородных плотных коллекторов. Освещены технологические решения, использованные в компании, проблемы, отмеченные при внедрении технологии, а также результаты применения и точки технологического роста.

В последние годы общий вектор разработки в ПАО «Татнефть» смещается в сторону месторождений, сложенных карбонатными породами, относящимися к категории трудноизвлекаемых с общей долей извлекаемых запасов 57%. Следует отметить, что текущие темпы отбора запасов не позволяют эффективно вырабатывать весь ресурсный потенциал.

Процесс разработки данных пластов осложняется наличием естественных трещин, простирающихся в вертикальном направлении, отсутствием эффективной системы ППД и близким расположением водонасыщенных пластов,



Михаил Левкович
Mikhail Levkovich

temperature of 15 degrees? Is there experience in selective production and completion of horizontal wells that prevent sand migration from the formation without using the Gravel Pack system? How and by what means does the operator benefit from the development of a new brown-field reservoir?

The basis of the technical solution was the rarely used inflow control device with universal sand filter screens and underground equipment

for selective stimulation. A key element in the development of Turon horizontal wells was the use of hydraulic fracturing fluid (water and hydrocarbon based) in tandem with completion technology for multistage hydraulic fracturing using sliding sleeves controlled by coiled tubing. Further selective production management is possible throughout the whole life of the well. Successful use of underground equipment and reservoir stimulation in Western Siberia and the Yamalo-Nenets Autonomous Area confirm the possibility of profiting from the existing mining infrastructure.

Eduard Abusalimov from the Technological Development Centre of Tatneft presented the **technology of enhanced oil recovery from heterogeneous carbonate reservoirs using lateral horizontal channels**. The use of lateral horizontal channels of small diameter was considered from the viewpoint of extracting hard-to-recover reserves from heterogeneous dense reservoirs. Technological solutions used in the company, problems faced during the implementation of the technology, as well as application results and points of technological growth were highlighted.

In recent years, the overall development vector at Tatneft has shifted towards carbonate rocks with hard-to-recover reserves with 57% share of recoverable reserves. It should be noted that the current production rates do not allow to effectively use all the resources.

The production from such formations is complicated by the presence of natural fractures that extend in the vertical direction, the absence of an effective reservoir pressure maintenance system and the close proximity of water-saturated formations, which altogether increase the risks of water breakthrough, especially when applying reservoir stimulation methods. The Bashkir and Tournaisian stages are also characterized by low reservoir pressure

Была представлена компоновка для направленного бурения СНБ54, предназначенная для бурения боковых стволов, в том числе на необсаженных участках скважин, с использованием колтюбинга.

An assembly was presented for SNB54 directional drilling assembly was presented that is intended for sidetracking, including in open-hole wellbores with the use of coiled tubing.

что в совокупности увеличивает риски прорыва пластовой воды, особенно при применении методов стимуляции пласта. Для башкирского и турнейского ярусов характерно также низкое пластовое давление (в среднем 50–30% от начального). Перечисленные факторы оказывают негативное влияние на коэффициент извлечения углеводородов и на продуктивность скважин.

Для решения задачи интенсификации притока нефти в этих условиях широкомасштабное применение получили простые солянокислотные обработки, а в дальнейшем и более сложные селективные технологии, такие как циклические кислотные обработки с применением жидкостей-отклонителей. 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 (около 3–5 месяцев).

Специалистами ПАО «Татнефть» и ООО «ТаграС-РемСервис» был основательно изучен опыт работ на месторождении и предложен пилотный проект бурения боковых каналов малого диаметра с последующей динамической стимуляцией.

Данный проект был реализован на 25 скважинах, эксплуатирующих башкирский и турнейский ярусы. Благодаря одновременному использованию комбинации разных технологических приемов достигнуты хорошие результаты в сложных геологических условиях. По результатам проведенных работ технология включена в регулярную производственную программу.

О внутрискважинном оборудовании для строительства боковых стволов с использованием колтюбинга поведал **Михаил Левкович**, ведущий специалист по управлению проектами СЗАО «Новинка». Была представлена компоновка для направленного бурения СНБ54, предназначенная для бурения боковых стволов, в том числе на необсаженных участках скважин, с использованием колтюбинга. Подробно перечислен и охарактеризован ее состав (соединитель луночный, компоновка соединительная, инклинометр, устройство поворотное, шарнир, ВЗД 54 мм, долото 68 мм) и технические характеристики.

Наземное оборудование с комплектом программного обеспечения состоит из

Вячеслав Шумаков
Vyacheslav Shumakov



significant proportion of carbonate reservoirs are operated using horizontal open-hole wellbores, in which multiple acid treatments stop bringing economically sound results over time and effect is no longer maintained for a meaningful period of time (about 35 months).

Specialists of Tatneft and TagraS-RemService thoroughly studied oilfield experience and proposed a pilot project for drilling small diameter lateral channels with subsequent dynamic stimulation.

This project was implemented at 25 wells operating the Bashkir and Tournaisian stages. Thanks to simultaneous use of a combination of different technological methods, good results have been achieved in difficult geological conditions. Based on the outcomes the technology was included in the regular production program.

Mikhail Levkovich, Leading Project Management Specialist of Novinka, informed the audience about **CT-conveyed well intervention equipment for sidetracking**. An assembly was presented for SNB54

directional drilling assembly was presented that is intended for sidetracking, including in open-hole wellbores with the use of coiled tubing. The speaker described in detail the composition (dimple connector, coupling assembly, inclinometer, turning device, hinge, 54 mm downhole screw motor, 68 mm bit) and technical characteristics of the assembly.

Surface equipment with a software package

Усложнение работ, переход на ГНКТ большего диаметра влечет за собой замену инжектора, превентора и других составляющих оборудования на более мощные.

The complexity of operations, transition to CT of larger diameter entails replacement of the injector, BOP and other components of the equipment with more powerful ones.

Тимур Сабитов
Timur Sabitov



блоков приема-передачи, питания, измерения глубины, а также компьютера. Служит для сбора данных, хранения и визуализации, построения проектной и фактической траектории, управления траекторией бурения и калибровки датчиков системы.

Была предоставлена информация о дополнительном оборудовании, ВЗД и долоте, а также даны два варианта порядка проведения работ.

О миссии компаний группы «Урал-Дизайн» рассказал ее генеральный директор **Вячеслав Шумаков**. «Урал-Дизайн» работает на нефтесервисном рынке 15 лет. Колтюбинговый парк составляют пять установок: две установки тяжелого класса, одна среднего и одна установка легкого класса. Основные заказчики: «ЛУКОЙЛ», «Роснефть», «Газпром нефть», «РИТЭК», «Нефтиса» и др. Свою миссию «Урал-Дизайн» формулирует так: «Быть максимально полезным и эффективным партнером для своих клиентов в области повышения нефтеотдачи пластов, интенсификации процессов добычи нефти и газа, капитального, текущего ремонта скважин и освоения скважин после бурения».

Докладчик рассказал об основных колтюбинговых технологиях и технологиях ПНП, применяемых компанией, и о перспективных направлениях развития, подробно остановившись на проблемах. В частности, было отмечено, что колтюбинг сегодня очень дорого содержать, поскольку численность бригады, обслуживающей установку тяжелого класса, составляет более 20 человек. Усложнение работ, переход на ГНКТ большего диаметра влечет за собой замену инжектора, превентора и других составляющих оборудования на более мощные. Многие виды внутрискважинного оборудования приобретаются исключительно по предварительному заказу, что требует времени. Скважины становятся все сложнее, горизонтальные участки часто бывают захлаплены. Хотелось бы более открытых отношений между заказчиком и подрядчиком, поскольку чем больше будет известно о предыстории скважины, тем успешнее пройдут работы в ней.

Тимур Сабитов, представлявший компанию «Тенарис», выступил с докладом **«Улучшения в применении ГНКТ для работ по бурению»**.

За последние 10 лет в Саудовской Аравии применение бурения с гибкими трубами значительно улучшилось во многих аспектах. Оптимизация усталостного ресурса гибких труб была одной из этих задач, важных для повышения безопасности и общей производительности бурения. За последние десять лет проект столкнулся со множеством проблем, связанных с ГНКТ. Преждевременные поломки, связанные с точечными отверстиями, деформацией сварного шва и дефектами

consists of transmitting-receiving unit, power unit, depth measurement, and a computer. It is used for data collection, storage and visualization, construction of the design and actual trajectory, control of the drilling path and calibration of the system sensors.

The speaker provided information on additional equipment, downhole motor and drill bit, as well as on the two options of operations.

The mission of the companies comprising Ural-Design group was shared by its General Director **Vyacheslav Shumakov**. Ural-Design has been operating in the oilfield services market for 15 years. The coiled tubing fleet consists of five units: two units of heavy class, one medium and one light class unit. The main customers are: LUKOIL, Rosneft, Gazprom Neft, RITEK, Neftis, etc. Ural-Design formulates its mission as follows: “Be the most useful and effective partner for our clients in the field of enhanced oil recovery, stimulation of oil and gas production, well workover and repair, as well as well stimulation after drilling”.

The speaker spoke about the main coiled tubing technologies and EOR technologies used by the

Косой шов – это место, где коррозия вероятнее всего. Усовершенствованное локальное покрытие позволяет минимизировать разницу между косым швом и материнским материалом и тем самым предотвратить развитие коррозии.

Bias weld is the place where corrosion is most likely. An improved local coating minimizes the difference between the bias weld and the parent material, thereby preventing corrosion from developing.

company, and about promising areas of development, focusing on problems in detail. In particular, it was noted that coiled tubing is very expensive thing today, since more than 20 people are maintaining and servicing the heavy class unit. The complexity of operations, transition to CT of larger diameter entails replacement of the injector, BOP and other components of the equipment with more powerful ones. Many types of downhole equipment should be

pre-ordered which takes time. Wells are becoming more complex, horizontal sections are often cluttered. It would be good to have more open relations between the customer and the contractor, since the more one knows about the well history, the better one will be able to do.

Timur Sabitov from Tenaris made a presentation on **“Improvements in CT Application for Drilling Operations”**.

The use CT drilling has



Эндрю Кэррион
Andrew Carrion

при производстве ГНКТ, оказали серьезное влияние на общую эффективность проекта. Новая технология ГНКТ была использована для преодоления многих проблем, связанных с бурением в таких суровых скважинных условиях.

ГНКТ по новой технологии была впервые введена для бурения в Саудовской Аравии в августе 2018 года и выведена из эксплуатации в декабре того же года. В общей сложности 279 км по спуску составила наработка с 6,389 метра пробуренных скважин, а также многочисленными осложнениями в процессе выполнения бурения, которым данная ГНКТ была подвержена по сравнению со стандартными трубами. Пять скважин были пробурены с 62,5% усталостного износа, где ГНКТ подвергалась большому количеству циклических изгибов из-за прихвата трубы и ловильных работ. С точки зрения бурения ГНКТ улучшила максимальное усилие на подъем и возможную глубину дохода до запираания. Было достигнуто улучшение ряда ключевых показателей работы, в том числе:

- более высокая скорость спуска;
- стойкость к сульфидному растрескиванию под напряжением;
- улучшена общая износостойкость/усталостный ресурс, в том числе при работах с сероводородом, а также сопротивление увеличению диаметра.

Эндрю Кэррион, инженер отдела продаж компании NOV QualityTubing, предложил **способы повышения надежности ГНКТ с помощью усовершенствованного локального покрытия для сварных швов.**

Продукция компании NOV Quality Tubing хорошо известна российским потребителям. Методология компании: взять то, что успешно работает на рынке, и убрать из процесса то, что не работает. Успех достигается анализом собственного положения относительно других игроков на рынке.

Одной из основных проблем, возникающих при использовании любых гибких труб, является коррозия, которая проявляется преимущественно в местах сварных швов. Усовершенствованное локальное покрытие – инновация компании – увеличивает срок жизни трубы, а значит, и количество совершаемых ею спуско-подъемных операций.

Технология производства ГТ в компании Quality Tubing отработана годами и включает в себя трехэтапный процесс закаливания.

Качество ГНКТ достигается комбинацией трех составляющих: температурной обработки, использования соответствующего сырья и



Александр Веремеенко
Alexander Veremeenko

Были проведены натурные испытания на колтюбинговой установке, которые подтвердили соответствие дефектоскопа заложенным в техническом задании параметрам и показали, что разработанное устройство находится на уровне лучших зарубежных аналогов.

Field tests were conducted on a coiled tubing unit, which confirmed the flaw detector's compliance with the parameters laid down in the terms of reference and showed that the developed device is at the level of the best foreign analogues.

improved significantly in many aspects in Saudi Arabia over the past 10 years. Optimizing the fatigue life of coiled tubing has been one of these tasks important to improve safety and overall drilling performance. Over the past ten years, the project has faced many problems associated with CT. Premature breakdowns associated with pinholes, weld deformation, and defects in coiled tubing production have had

a major impact on the overall efficiency of the project. The new coiled tubing technology was used to overcome many of the problems associated with drilling in harsh downhole conditions.

Coiled tubing with new technology was first introduced for drilling in Saudi Arabia in August 2018 and decommissioned in December of the same year. The CT runlife was 279 km per 6,389 meters of drilled wells, considering numerous complications during the drilling process this CT was subjected to compared to standard pipes. Five wells were drilled with 62.5% fatigue wear, where the CT was subject to a large number of cyclic bends

due to pipe sticking and fishing operations. From a drilling perspective, coiled tubing has improved the maximum lift power and possible reach before locking. Improvements were made to a number of key performance indicators, including:

- Higher run-in-hole speed
- Resistance to sulfide stress cracking
- Improved overall wear resistance / fatigue life, including when working with hydrogen sulfide, as well as resistance to diameter increase.

Andrew Carrion, Sales Engineer, NOV Quality Tubing, proposed **ways to increase CT reliability with the help of localized coating for bias welds.**

NOV Quality Tubing products are well known to Russian consumers. Methodology of the company: to take what works successfully in the market and remove from the process what does not work. Success is achieved by analyzing one's own position relative to other players in the market.

One of the main problems that arise when using any coiled tubing is corrosion, which appears

нанесения локального покрытия. В результате труба Quality Tubing способна выдерживать многократные циклы сгибания и распрямления, а новая геометрия штрипса позволила добиться нужной толщины стенок и расширить применение колтюбинга в тех сферах, где ранее он не мог быть использован.

Косой шов – это место, где коррозия вероятнее всего. Усовершенствованное локальное покрытие позволяет минимизировать разницу между косым швом и материнским материалом и тем самым предотвратить развитие коррозии. ГНКТ с нанесенным покрытием выдержала ряд стендовых испытаний, в том числе длительное нахождение в 5%-м растворе соляной кислоты. Покрытие рекомендовано к широкому применению.

Александр Веремеенко, ведущий инженер-электроник СЗАО «Новинка», представил **дефектоскоп ДТ1 – современное и эффективное средство контроля состояния ГНКТ**. Дефектоскоп для оценки технического состояния ГНКТ диаметром от 38,1 до 50,8 мм (выявление и оценка дефектов и измерение геометрических параметров), используемых в колтюбинговых установках, в том числе в соответствии с пунктом 1030 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», в соответствии с которым колтюбинговые установки должны быть оснащены системой контроля утонения труб. Проведение дефектоскопии ГНКТ в режиме реального времени позволяет отслеживать динамику ее износа и тем самым оптимизировать сроки использования трубы и предотвращать аварийные ситуации при проведении работ.

Докладчиком был перечислен состав и даны технические характеристики дефектоскопа, описаны типы выявляемых дефектов. Специально разработанное ПО обеспечивает запись и отображение полученной информации. Были проведены натурные испытания на колтюбинговой установке, которые подтвердили соответствие дефектоскопа заложенным в техническом задании параметрам и показали, что разработанное устройство находится на уровне лучших зарубежных аналогов. Первые образцы прибора уже поставлены заказчиком.

«Реализация проекта производства трубы ГНКТ на территории Республики Татарстан» – так назывался доклад **Михаила Ямшанова**, руководителя маркетинговой службы ООО «Интеко Тюбинг». Вопрос обеспечения сервисных и нефтегазодобывающих компаний качественной ГНКТ был всегда и все еще остается



Анатолий Кичигин
Anatoly Kichigin

mainly on the welds. An improved local coating – an innovation of the company – extends the life of CT, hence the number of trips it performs.

The technology of CT production has been worked out for years in Quality Tubing and includes a three-stage quenching process.

Coiled tubing quality is achieved by a combination of three components: heat treatment, use of

appropriate raw materials and local coating. As a result, Quality Tubing pipes are able to withstand multiple bending and straightening cycles, and the new strip geometry has made it possible to achieve the desired wall thickness and expand the use of coiled tubing in areas where it could not be used before.

Bias weld is the place where corrosion is most likely. An improved local coating minimizes the difference between the bias weld and the parent material, thereby preventing corrosion from developing. Coated CT has passed a number of bench tests, including the long-term presence in a 5% hydrochloric acid solution. Coating technique is recommended for widespread use.

Alexander Veremeyenko, Leading Electronics Engineer at CJSC Novinka, introduced **the DT1 flaw detector – a modern and effective means of monitoring CT condition**. A flaw detector is meant for assessing the technical condition of coiled tubing with a diameter of 38.1 to 50 mm (detection and assessment of defects and measuring geometric parameters) and can be used in coiled tubing installations, including in accordance with paragraph 1030 of the Federal Norms and Rules in the Field of

Industrial Safety “Safety rules in the oil and gas industry”, according to which coiled tubing installations should be equipped with a pipe thinning control system. Conducting coiled tubing flaw detection in real time allows to monitor the dynamics of its wear and thereby optimize the life of the pipe and prevent accidents during operations.

The speaker listed the composition and technical characteristics of the flaw detector, described the types of detected defects. Specially developed software provides recording and display of

Фокус доклада был направлен на многостадийный ГРП с управляемыми фильтрами, технология которого позволяет решать ряд задач: проведение МГРП, контроль пескопроявлений и успешное отсечение зоны в случае получения прорыва воды/газа.

The report was focused on multistage fracturing technology with closable filters that addresses multiple tasks: fracturing, sand control and successful cut-off of possible water/gas breakthrough interval.

актуальным. На сегодняшний день подавляющая часть ГНКТ, используемой в РФ, экспортируется из США и Китая, что непосредственно связано с необходимостью расчетов в иностранной валюте, длительным периодом производства и логистики, необходимостью проведения таможенных операций и прочими осложняющими обстоятельствами. В свою очередь это приводит к тому, что компании – потребители ГНКТ сильно ограничены в возможности оперативного приобретения необходимого им товара.

Одним из решений данной проблемы является развитие отрасли производства качественной ГНКТ в РФ. Именно с этой целью компания ООО «Интэко Тюбинг» реализует проект в Республике Татарстан. На новом производстве будет сделан упор именно на качестве выпускаемой продукции. Также на этапе планирования компанией учитывалась актуальная производственная линейка, удобство логистики, обеспечение наличия готовой продукции на складе и предоставления сопутствующего сервиса. Проект реализуется с привлечением ведущих мировых специалистов в области производства ГНКТ.

Время ГРП

«Колтубинг расширяет границы многостадийного ГРП в слабоконсолидированных терригенных коллекторах» – с таким докладом выступил **Анатолий Кичигин**, представлявший ООО «Пакер Сервис».

В настоящее время, с учетом ухудшения качества разведанных запасов, отдельным и чрезвычайно важным становится вопрос возможности применения многостадийного гидравлического разрыва пласта (МГРП) на скважинах со сложной геологией. Ярким примером успешного применения МГРП с применением ГНКТ стал опыт, полученный на Мессояхском нефтегазоконденсатном месторождении (НГКМ), где успешно проведен МГРП для трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) вязкой нефти, залегающих в песчаных слабоконсолидированных коллекторах на небольших глубинах в условиях низких температур.

На данном этапе развития нефтяной промышленности все больше и больше в разработку вовлекаются считающиеся ранее нерентабельными месторождения, так называемые ТРИЗ. Опыт Мессояхского НГКМ, пожалуй, является наиболее обширным в России в плане апробации различных

Разработана и в настоящее время внедряется технология проведения МКГРП с использованием ГНКТ, прокалывающего перфоратора и чашечного пакера собственной разработки компании «ТаграС-РемСервис».

Tagras-RemService developed and introduced the technology of multistage fracturing using coiled tubing, puncture perforator and cup packer.

information received. Field tests were conducted on a coiled tubing unit, which confirmed the flow detector's compliance with the parameters laid down in the terms of reference and showed that the developed device is at the level of the best foreign analogues. First manufactured devices have already been delivered to customers.

“Implementation of the Project on the Production of CT in the Republic of Tatarstan” was the presentation of **Mikhail**

Yamshanov, Head of Marketing, Inteko Tubing. The issue of providing high-quality coiled tubing to oil and gas service companies has always been and still remains relevant. To date, the vast majority of CT used in the Russian Federation is imported from the United States and China, which means payments in foreign currency, long production and logistics period, the need for customs formalities and other complicating circumstances. In turn, this leads to the fact that consumers of coiled tubing are very limited in their ability to quickly acquire the product they need.

One of the solutions to this problem is the development of high-quality CT production in the Russian Federation. For this purpose, Inteko Tubing is implementing a project in the Republic of Tatarstan. New factory will focus on the quality of products. At the planning stage, the company took into account the current production line, the convenience of logistics, ensuring the availability of finished products in stock and the provision of related services. The project is being implemented with the involvement of leading world experts in the field of CT production.

Time for fracturing

“Coiled Tubing Has Set New Benchmarks for Multistage Fracturing in Poorly Consolidated

Terrigenous Reservoirs” – this report was presented by **Anatoly Kichigin**, Packer Service LLC.

Today, when most reservoirs have low productivity, the question of whether multistage hydraulic fracturing can be applied in wells with complex geometry becomes very important. An outstanding example of multistage hydraulic fracturing using coiled tubing was a project in Messoyakha oil, gas and condensate field where multistage fracturing was successfully performed for stimulation of production of hard-to-recover heavy oil in

Разумно предположить, что наступит такой момент, после которого добавление еще одной стадии ГРП повлечет затраты, превышающие уровень доходов, полученных за счет увеличения количества стадий.

it is reasonable to assume that there will be a point beyond which adding another stage becomes more expensive than what is gained by increased production revenue from the greater stage count.

Отвечая на новые вызовы

Компания «ФИДМАШ» вывела на рынок колтюбинговую установку тяжелого класса МК40Т – многозадачный комплекс, способный откликнуться на новые технологические вызовы.

МК40Т полностью соответствует основным мировым трендам развития колтюбинговых технологий. Эта установка – представитель нового класса колтюбингового оборудования, существенно расширяющего набор и параметры технологических операций. Она способна не только выполнять практически все виды работ по капитальному ремонту скважин, но и благодаря мощному инжектору, увеличенному объему узла намотки, использованию гибкой трубы большого диаметра – обслуживать скважины значительных глубин с аномально высоким пластовым давлением, использоваться при направленном бурении, ГРП, исследовательских работах на скважинах всех типов, в том числе в горизонтальных участках.

Инновационный дизайн установки МК40Т позволяет разместить на одном полноприводном шасси IVECO-AMT 10x10 комплект оборудования с узлом намотки емкостью 7500 м ГНКТ $\varnothing$ 44,45 мм, 5400 м ГНКТ $\varnothing$ 50,8 мм, 2800 м ГНКТ $\varnothing$ 60,3 мм, инжектором с тяговым усилием 45 т и ПВО с условным проходом 100 мм.

Конструкторы установки МК40Т постарались учесть все основные требования заказчиков. Колтюбинговую установку МК40Т отличает:

- маневренность и проходимость: все оборудование размещено на одном специальном полноприводном шасси с клиренсом 435 мм;
- надежность – проверенный временем дизайн гидростанции и основных узлов обеспечит безотказную работу независимо от условий окружающей среды; в том числе при низких температурах -40°C , с возможностью хранения до -50°C ;
- просторная тепло- и шумоизолированная кабина оператора. Для увеличения эргономики работ кабина изготавливается с наклонным стеклом. Данное решение позволяет, находясь в кресле оператора, одновременно следить за инжектором, узлом намотки, приборами;
- эргономичный пульт управления с электронной системой сбора данных собственной разработки СЗАО «ФИДМАШ», реализованной на промышленных компьютерах с сенсорными экранами;
- подключение к сервису «Фидмаш-Онлайн».



220033, Беларусь, Минск, ул. Рыбалко, 26
Тел.: +375 17 298 24 17, факс: +375 17 368 30 26
E-mail: fidmarshsales@nov.com, www.fidmarshnov.by,
www.fidmarshnov.ru, www.fidmarshnov.kz



систем и стратегий заканчивания горизонтальных скважин с МГРП в условиях вязкой нефти, залегающих в песчаных слабоконсолидированных коллекторах на небольших глубинах при низких температурах. Проведенные работы и выводы могут быть использованы при проектировании и оценке аналогичных по структуре ТРИЗ.

Были охарактеризованы особенности слабоконсолидированных терригенных коллекторов, описаны методы борьбы с пескопроявлениями, описан химический метод борьбы с пескопроявлением на ГНКТ, основанный на искусственном закреплении горных пород различными вяжущими веществами (в основном полимерного типа).

Фокус доклада был направлен на многостадийный ГРП с управляемыми фильтрами, технология которого позволяет решать ряд задач: проведение МГРП, контроль пескопроявлений и успешное отсечение зоны в случае получения прорыва воды/газа. МГРП планируется проводить по бесшаровой технологии с применением ГНКТ, в свою очередь контроль песка будет осуществляться при помощи полнопроходных закрываемых фильтров. Преимуществом данного подхода является возможность управления муфтами ГРП и фильтрами без проведения дополнительных СПО.

Открываемые/закрывающиеся муфты компоновки с полнопроходным сечением, управляемые с помощью ГНКТ, позволяют проводить селективные ГРП как на новых скважинах, так и на скважинах после некоторого периода эксплуатации, освоить и вывести на приток каждый продуктивный интервал по отдельности и совместно.

Данная технология основана на применении многоразовых управляемых муфт ГРП. Для проведения ГРП применяется специальный ключ для открытия/закрытия портов ГРП. Работа с портами ГРП проводится при помощи ГНКТ, при этом подъем ГНКТ перед каждой операцией ГРП не требуется. ГРП может проводиться по малому затрубному пространству ГНКТ – НКТ. Дополнительным преимуществом данной технологии является возможность добавлять стадии ГРП к уже установленной системе при помощи проведения гидropескоструйной перфорации.

Принимая во внимание сложные геологические условия Мессояхского НГКМ с вязкой нефтью, залегающей в песчаных слабоконсолидированных коллекторах на небольших глубинах при низких температурах, поставленные задачи требовали неординарных решений. Применение ГНКТ позволило не только эффективно использовать химические методы

Технология проведения МГРП по малому затрубью включает установку сдвижных муфт равнопроходного диаметра.

The technology of multistage fracturing through the annular space between CT and tubing includes installation of full-bore sliding sleeves.

poorly consolidated reservoirs at small depths with low temperature.

Today, the oil industry development has to deal with the increasing volume of so-called hard-to-recover reserves, which were previously considered unprofitable. The experience gained in Messoyakha oil and gas condensate field is probably the

most extensive in Russia in terms of testing various systems and completion strategies for horizontal wells with multistage fracturing operations in poorly consolidated sandstone reservoirs with viscous oil at shallow depths with low temperatures. Operations performed and lessons learnt can be used for simulation and evaluation of similar hard-to-recover reserves.

The report described the following: features of poorly consolidated terrigenous reservoirs, sand control methods, the chemical method of coiled tubing sand control based on artificial rock strengthening with different binders (mainly polymeric type).

The report was focused on multistage fracturing technology with closable filters that addresses multiple tasks: fracturing, sand control and successful cut-off of possible water/gas breakthrough interval. Multistage fracturing is planned to be carried out using ball-free technology with coiled tubing while sand control is achieved using full-bore closable filters. The advantage of this approach is the ability to control fracturing sleeves and filters without additional runs.

Closable CT-controlled full-bore sleeves allow to carry out selective fracturing in both new wells and wells after a certain production period. It can also be used for stimulation of each interval individually and simultaneous stimulation of several intervals.

This technology is based on the application of multi-use controlled fracturing sleeves. Hydraulic fracturing is carried out using a special key to open/close fracturing ports. Fracturing is performed using coiled tubing with no need to pull coiled tubing string out of hole before each fracturing stage. Fracturing fluid can be pumped through the small annular space between tubing and coiled tubing. Additional advantage of this technology is the ability to add fracturing stages to the already installed assembly by means of sand-jet perforation.

Taking into account complex geology of the Messoyakha oil and gas condensate field with viscous oil in poorly consolidated sandstone reservoirs at shallow depths and low temperatures, the tasks required unconventional solutions. The use of coiled tubing allowed to effectively apply chemical methods of sand control and produce multistage fracturing.

The experience gained shows the potential of modern technologies, where the use of coiled tubing enables meeting high requirements and also

борьбы с пескопроявлением, но и произвести МГРП.

Полученный опыт показывает возможности современных технологий, где применение ГНКТ позволяет не только соответствовать высоким требованиям, но и расширять границы применения. Так, использование ГНКТ позволило произвести МГРП на специализированной комбинированной компоновке заканчивания с закрываемыми фильтрами и муфтами МГРП.

Ирек Адылгареев, главный инженер ООО «ТаграС-РемСервис» Предприятия «АктюбинскРемСервис», рассказал о **способе управляемого многостадийного кислотного ГРП в осложненных геолого-технических условиях.**

Выработка запасов карбонатных коллекторов, как правило, осложнена близостью водоносных пластов, вертикальной трещиноватостью, высокой вязкостью нефти, высокой зональной неоднородностью залежей и возможностью прорыва газовой шапки. Существующее множество технологий проведения многостадийных кислотных ГРП в условиях Татарстана не находит применения по причине своей высокой стоимости, не обеспечивающей достаточных дебитов скважин в течение продолжительного времени.

Для повышения эффективности ГТМ на карбонатных отложениях совместно с заказчиком была разработана и в настоящее время внедряется технология проведения МКГРП с использованием ГНКТ, прокалывающего перфоратора и чашечного пакера собственной разработки компании «ТаграС-РемСервис».

Перед началом работ производится привязка ГНКТ к разрезу по ГК. Далее спускается компоновка в заданный интервал для прокалывания, размыва каверн и закачки кислоты во вскрытый интервал по межтрубному пространству. КГРП каждой последующей зоны проводится путем прокалывания намеченного интервала, перемещения компоновки ниже зоны вскрытия и последующей закачки кислоты.

Уникальной особенностью данной технологии является возможность отслеживания заколонного сообщения между портами как перед процессом, так и в процессе обработки, вносить корректировки непосредственно в процессе ГРП и определять оптимальное расстояние между портами для каждого объекта разработки.

Работы проведены на одиннадцати скважинах. Данная технология переведена в разряд промышленной эксплуатации. ►



Инна Сахипова
Inna Sakhipova

expanding the scope of application. Thus, the use of coiled tubing allowed to perform multistage fracturing with special combined completion assembly with closable filters and fracturing sleeves.

Irek Edilgireev, Chief Engineer at Tagras-RemService LLC in Aktyubinsk-RemService, presented a report on the **Method Of Controlled**

Multistage Acid Hydraulic Fracturing under Complicated Geological and Technical Conditions.

Production from carbonate reservoirs is usually complicated by the proximity of aquifers, vertical fractures, high oil viscosity, high zonal heterogeneity of deposits and the possibility of gas cap breakthrough. The existing set of technologies for multistage acid hydraulic fracturing in Tatarstan is not used because of its high cost, resulting in insufficient flow rates for a long time.

In order to increase the efficiency of enhanced oil recovery operations in carbonate reservoirs, Tagras-RemService developed and introduced the technology of multistage fracturing using coiled tubing, puncture perforator and cup packer. This technology has been developed jointly with the Customer.

Before starting the work, the logging data is studied. Then the bottomhole assembly is run at target depth for punching, cavity wash-out and pumping acid

into the interval through the space between tubing and coiled tubing. Each subsequent zone is treated by punching the target interval, moving the assembly below and then pumping acid.

A unique feature of this technology is the ability to track the annular filtration between the ports both before and during treatment, make adjustments during hydraulic fracturing and determine the optimal distance between the ports for each reservoir.

The operations were carried out in eleven wells. This technology has been patented and reclassified ►

«Ойл Энерджи» выводит на рынок равнопроходную систему МГРП на прокачиваемых растворимых пробках. Она представляет собой полнопроходную систему без внутренних сужений, не требующую применения ГНКТ для первичного ГРП, а ее полностью растворимые ключ-пробки не требуют нормализации хвостовика после проведения ГРП.

Oil Energy launches full-bore technology for multistage fracturing with pump-down dissolvable plugs. This full-bore system without internal restrictions does not require the use of coiled tubing for primary fracturing. Fully soluble key-plugs don't require performing liner cleanout after fracturing.

На нее оформлен патент.

С докладом «**Оптимизация конструкции заканчивания скважин на месторождениях с нетрадиционными запасами с помощью широкомасштабного применения численных методов**» выступил Дэвид Коттрелл, представлявший GE company.

На текущий момент нетрадиционные запасы вносят значительный вклад в общий объем добычи нефти и газа. Добыча на месторождениях с нетрадиционными запасами остается рентабельной в различных ценовых сегментах, поскольку методы предварительной обработки пласта могут быть адаптированы к изменяющимся рыночным условиям, которые определяют затраты на заканчивание и цену на углеводороды. Аналогичная ситуация наблюдается в сегменте внутрискважинных работ в добывающих скважинах. Методы обработки пласта позволяют стимулировать добычу углеводородов и увеличить площадь дренирования скважин. На текущий момент основным методом обработки пласта является гидроразрыв пласта, в рамках которого в скважине создается несколько стадий высокопроводящих трещин, в которые затем под высоким давлением закачивается жидкость (как правило, вода), которая расширяет трещины, повышая таким образом проницаемость пласта и дебит скважины. Исторически сложилось так, что количество стадий ГРП и кластеров на стадию определяется либо исходя из длины горизонтального участка скважины (например, 60 или 120 м), либо исходя из накопленного опыта на этом месторождении или на месторождении с похожими условиями, либо исходя из других инвестиционных соображений. С течением времени наметилась устойчивая тенденция к сокращению расстояния между стадиями и кластерами с целью повышения уровня добычи. Однако разумно предположить, что наступит такой момент, после которого добавление еще одной стадии ГРП повлечет затраты, превышающие уровень доходов, полученных за счет увеличения количества стадий (т. е. операция по добавлению стадии станет менее прибыльной, в зависимости от сроков окупаемости). В таком случае возникает классическая задача оптимизации, которая решается методами Монте-Карло. Результаты расчетов показывают, что оптимальные методы обработки пласта демонстрируют хорошие показатели для многих целевых функций, связанных с процессом ГРП (например, длина и высота трещин). Тем не менее результаты позволяют сделать вывод, что целевые



Егор Михалицын
Egor Mikhailitsyn

to the category of commercial operations.

David Cotrell, a GE company representative, made a presentation on “**Well Completion Optimization in Unconventional Fields with a Large-scale Application of Numerical Methods**”.

In the current state of the oil and gas industry, unconventional resources are a significant source of the total production output. Unconventional wells remain profitable

at various price points, because initial stimulation treatments can be tailored to changing market conditions, reflecting completion costs and (estimated) hydrocarbon prices. The same holds true for re-stimulation of already producing wells. Stimulation treatment “opens” up the subsurface to ultimately allow for better drainage of the reservoir hydrocarbons. The primary stimulation treatment currently in use is hydraulic fracturing, in which the wellbore is broken up into multiple stages, and highly pressurized fluid (oftentimes water) is pumped into each stage of the wellbore. This causes fractures to propagate away from the wellbore, which in turn enhances the local reservoir permeability and allows for economical production. Historically, the number of stages, and clusters per stage, for hydraulic stimulation has been based on wellbore horizontal length (e.g., 200 ft or 400 ft), or much valued previous experience in the same or similar area, as well as other investment considerations. Over time, a strong tendency has developed to place stages and clusters closer together to improve production. However, it is reasonable to assume that there will be a point beyond which adding another stage becomes more

expensive than what is gained by increased production revenue from the greater stage count (i.e., less profitable depending on the time of investment). This scenario frames a classic optimization problem which is solved using Monte Carlo methods. Results show that optimal stimulation treatment configurations are robust for many objective functions related to the fracturing process (e.g., propped length and propped height). However, it is found that objective functions related to production, production revenue, and profit often provide different optimum treatment configurations, and that those optima shift with respect to the considered timeframe. Because business decisions will ultimately be

На территории РФ и других стран СНГ в настоящее время работает более 500 единиц нефтегазового оборудования производства Группы ФИД, более 160 единиц из которых – оборудование для ГРП.

More than 500 units of oil and gas equipment manufactured by FID Group are currently operating in Russian Federation and other CIS countries, more than 160 of which are related to hydraulic fracturing equipment.

функции, связанные с добычей углеводородов, доходами от добычи и прибылью, зачастую определяют различные оптимальные методы обработки и что подбор оптимального метода зависит от заданных временных промежутков. Поскольку в конечном счете принятие решений основывается на положительном опыте получения прибыли в течение определенного периода времени, предлагается использовать подходящую целевую функцию в сочетании с описанным в статье комплексным подходом к моделированию.

Успешным опытом проведения повторного МГРП на Кондинском месторождении поделилась **Инна Сахипова**, начальник отдела ППР и ГТМ АО «НК «Конданефть», «НК «Роснефть». В качестве подрядчика выступала компания «Шлюмберже».

Кондинское месторождение было открыто в 1997 году. Нефтеносными являются терригенные коллекторы с проницаемостью не более 2 мД.

Технология проведения МГРП по малому затрубю включает установку сдвижных муфт равнопроходного диаметра. Муфты активируются ГНКТ с последующей закачкой воды по малому затрубю. Гидравлически активируемый ключ-толкатель активируется потоком жидкости. Крестовина с протектором позволяет одновременно осуществлять монтаж комплекса ГНКТ и ГРП. Все операции по малому затрубному пространству проводятся без подъема ГНКТ.

В оборудовании задействована типовая компоновка заканчивания с равнопроходными муфтами «Премиум порт», ключ-толкатель Harrier, многоразовый пакер Jackal (опционно).

Важно правильно провести перед ГРП подготовительные работы: шаблонирование и очистку от шлама ствола скважины.

На первом этапе были проведены работы на скважинах с законченным бурением, а на втором – на скважинах уже действующего фонда. На втором этапе реализации проекта для проведения МГРП были выбраны две скважины. Первая была простимулирована по классической схеме. Для второй скважины для повторной стимуляции была выбрана технология HiWAY.

На первом этапе применения технологии была успешно реализована закачка МГРП по малому затрубю без подъема ГНКТ на поверхность. Скважина введена в эксплуатацию как ГТМ ВНС с запускными параметрами выше расчетных. Среднее время работ на один порт составило 32 часа. Увеличение общего притока составило 54% при сопоставимых величинах депрессии.

На втором этапе применения технологии был проведен повторный МГРП и подтверждена его эффективность. Увеличение общего притока составило 73%, по нефти – 48%.



Светлана Павлова
Svetlana Pavlova

based on profit decisions over a given time span, it is proposed to utilize the appropriate objective function together with an integrated modeling approach such as presented in the paper.

Inna Sakhipova, Head of the Department of Preventive Maintenance and Production Enhancement at Kondanef JSC, Rosneft, presented the report **Successful Experience of Multistage Re-**

the Kondinskoye Field. The contractor was Schlumberger.

The Kondinskoye field was discovered in 1997. Oil-bearing formations are represented by terrigenous reservoirs with permeability not exceeding 2 mD.

The technology of multistage fracturing through the annular space between CT and tubing includes installation of full-bore sliding sleeves. The sleeves are activated by the coiled tubing and then the fluid is pumped through the annular space between CT and tubing. A hydraulically actuated shifting tool is activated by a fluid flow. Wellhead cross tee provides simultaneous installation of the coiled tubing and

hydraulic fracturing system. All operations are carried out without pulling the coiled tubing to the surface.

The equipment includes a standard completion assembly with "Premium port" full-bore sleeves, Harrier shifting tool, and a multi-use packer Jackal (optional).

It is important to carry out all required preparations before the hydraulic fracturing operation: drift run and wellbore cleanout.

At the first stage of the project, operations were carried out in newly drilled wells, and at the second stage – in producing wells. At the second stage of the project, two wells were selected for multistage fracturing. The first well was treated according to a standard program. Re-stimulation of the second well was decided to carry out with the HiWAY technology.

At the first stage of technology application the fracturing fluid was successfully pumped through the CT/tubing space without pulling the coiled tubing to the surface. The well was commissioned as a new well with launch parameters higher than the calculated ones. The average operation time per port was 32 hours. The total rate increased by 54% with a comparable pressure drawdown value.

At the second stage of technology application, multistage re-fracturing was carried out with a further

Сервис «Фидмаш-Онлайн» появился два года назад и с тех пор активно используется и развивается.

The Fidmash-Online service was presented two years ago and has been actively used and developed ever since.

Основные преимущества технологии:

- отсутствие седел под шар;
- не нужно разбуривание;
- сокращается время под ввод скважины в эксплуатацию;
- нет ограничений по дальнейшим работам, в частности, по изоляции отдельных зон, ОПЗ и повторному МГРП;
- технология может быть использована как в цементированном, так и в нецементированном хвостовике;
- до 30 стадий на одну СПО; число стадий не ограничено.

Мартин Райланс, старший советник отдела ГРП и освоения скважин, ВР Россия, выступил с докладом **«Горизонтальные скважины с многостадийным ГРП, состояния напряжения и влияние на операции с применением ГНКТ»**. Докладчик рассказал, какие физические силы вызывают определенные виды напряжений, какие проблемы с обсадными колоннами были отмечены в различных географических регионах. Были подробно объяснены причины, приводящие к деформации обсадной колонны. Основная часть доклада была посвящена тому, как деформации обсадной колонны влияют на ход конкретных работ с применением ГНКТ (общий доступ к скважине, перфорационные работы, фрезеровка ГНКТ, фрезеровка пробки) и какие меры следует соблюдать, чтобы минимизировать трудности.

«Отечественная равнопроходная система МГРП на прокачиваемых растворимых ключ-пробках. Обзор технологии и проведенных испытаний» – так назывался доклад **Егора Михалицына**, директора по развитию бизнеса ООО «Ойл Энерджи».

Главное преимущество компании – использование растворимых сплавов, из которых создаются инновационные изделия: шары МГРП, пробки, седла и т. д. «Ойл Энерджи» выводит на рынок равнопроходную систему МГРП на прокачиваемых растворимых пробках. Она представляет собой полнопроходную систему без внутренних сужений, не требующую применения ГНКТ для первичного ГРП, а ее полностью растворимые ключ-пробки не требуют нормализации хвостовика после проведения ГРП.

Система позволяет проводить неограниченное количество стадий ГРП. Применима с цементируемыми хвостовиками. Закрываемые муфты многоразового действия дают возможность отсечения обводнившихся стадий при проведении повторных ГРП.

Светлана Павлова, эксперт по ГРП компании «Шлюмберже», рассказала о **вязкой сликводе – новой альтернативной жидкости ГРП для традиционных коллекторов**, которую компания уже успешно применяет.

Вязкая сликвода позиционируется в качестве альтернативы стандартной многокомпонентной



Павел Лактионов
Pavel Laktionov

confirmation of its efficiency. The total rate increased by 73%, oil rate increased by 48%.

Main advantages of the technology:

- No ball seats;
- No need to mill-out;
- Reduction of well commissioning time;
- No restrictions for further operations, in particular, for zonal isolation, bottomhole treatment, multistage re-fracturing;
- The technology can be used in both

cemented and uncemented liners;

- Up to 30 stages in one run; the number of stages is not limited.

The report **“Horizontal Wells with Hydraulic Fracturing Operations, Stress State and the Impact this is having on Coiled Tubing Operations”** was presented by **Martin Rylance**, Sr. Advisor, Fracturing and Stimulation Department, BP Russia. The speaker described the physical forces that cause certain types of stress and challenges with casing in different regions. The reasons leading to casing deformation were explained in detail. The main part of the report was focused on how casing deformations affect specific CT operations (cleanout, perforation, coiled tubing milling, plug milling) and what measures should be taken to minimize complications.

“Russian Full-bore Technology for Multistage Fracturing with Dissolvable Key-plugs. Technology Outlook and Testing Review” – this report was presented by **Egor Mikhailsyn**, Business Development Director at Oil Energy LLC.

The greatest strength of the company is the use of soluble alloys, from which innovative products are created: balls for multistage fracturing, plugs, ball seats, etc. Oil Energy launches full-bore technology

for multistage fracturing with pump-down dissolvable plugs. This full-bore system without internal restrictions does not require the use of coiled tubing for primary fracturing. Fully soluble key-plugs don't require performing liner cleanout after fracturing.

The system allows for an unlimited number of hydraulic fracturing stages. Can be used cemented liner. Closable multi-use sleeves make



Евгений Бондаренко
Evgeny Bondarenko

вязкой сшитой жидкости (минимум 400 сП при 100 с⁻¹), так называемой сибирской.

Вязкая сликвода (HiVisFR, HVFR) – низковязкая жидкость на основе синтетического полимера. Получила широкое распространение в Северной Америке для сланцевых резервуаров, однако мировой опыт для песчаников отсутствовал из-за значительных различий между проведением ГРП на сланцах и песчаниках. Существовала необходимость адаптации вязкой сликводы, а значит, требовался комплекс лабораторных испытаний, который был успешно осуществлен. В частности, были протестированы реологические свойства и песконесущая способность жидкости, а также определена остаточная проводимость проппантной упаковки, исследовано влияние жидкости на проницаемость породы, влияние пластовой воды на снижение вязкости сликводы, влияние окислительных деструкторов. Было определено, что отсутствует необходимость использования деструкторов с вязкой сликводой, а после использования она не образует осадков.

Полевые испытания вязкой сликводы в России показали, что:

- с высокой операционной успешностью проведено 17 операций ГРП на терригенных коллекторах на месторождениях Западной Сибири;
- вязкая сликвода применялась как в комбинации со сшитой гуаровой жидкостью, так и в качестве единственной жидкости гидроразрыва;
- работы были проведены с расходом 3,0–4,5 м³/мин при вязкости жидкости приблизительно 30 сП при 511 с⁻¹, в том числе с высоким тоннажем (100 тонн) проппанта 20/40 и 16/20;
- вязкая сликвода продемонстрировала сравнимую со сшитыми гуаровыми жидкостями эффективность и хорошую способность к переносу проппанта;
- серия проведенных опытно-промышленных работ показала техническую и технологическую целесообразность дальнейшего использования вязкой сликводы для традиционных терригенных коллекторов.

Коммерческий директор Группы ФИД **Павел Лактионов** сформулировал **современные вызовы ГРП**. Была представлена краткая информация об истории и основных направлениях деятельности Группы ФИД, об опыте создания оборудования. Отмечено, что на территории РФ и других стран СНГ в настоящее время работает более 500 единиц нефтегазового оборудования производства Группы ФИД, более 160 единиц из которых – оборудование для ГРП.

В качестве современных вызовов, стоящих перед производителями оборудования для ГРП, были выделены и подробно проанализированы следующие:

- локализация производства на территории ЕАЭС;
- оборудование для высокорасходного ГРП (16–24 м³/мин);



Вадим Кухарев
Vadim Kukharev

it possible to cut off water-breakthrough zones for re-fracturing.

Svetlana Pavlova, hydraulic fracturing expert at Schlumberger, presented the **Viscous Slick-water – a New Alternative Hydraulic Fracturing Fluid** that has been used successfully in conventional reservoirs.

Viscous slick-water is presented as an

alternative to standard multi-component cross-linked fluid (minimum 400 cP at 100 s⁻¹) – so called “Siberian” fluid.

Viscous slick-water (HiVisFR, HVFR) is a low-viscosity synthetic polymer-based fluid. This fluid has been widespread in North America for shale oil reservoirs, but there has been no global experience for sandstones due to a significant difference between fracturing in shale and sandstones reservoirs. There was a need to adapt viscous slick-water for sandstones. This required a set of laboratory tests which were successfully carried out. In particular, tests allowed to determine rheological properties and sand-bearing capacity of the fluid, residual conductivity of proppant packing. Also, tests allowed to research the influence of the fluid on the rock permeability, the influence of formation water on the reduction of slick-water viscosity and the influence of oxidative breakers. It has been determined that there is no need to use breakers with viscous slick-water, and it does not form sediments.

Field testing of viscous slick-water in Russia have shown that:

- 17 highly efficient hydraulic fracturing operations were performed in terrigenous reservoirs in Western Siberia;
- Viscous slick-water was used both in combination with cross-linked guar fluid and as a single fracturing fluid;
- The operations were carried out with a flow rate of 3.0–4.5 м³/min, fluid viscosity of approximately 30 cP at 511 s⁻¹, including a high tonnage (100 tons) of



Павел Демакин
Pavel Demakin

- восстановление и модернизация оборудования;
- оборудование с нагрузкой не более шести тонн на ось;
- цифровизация оборудования.

Сформулированную в качестве вызова в докладе Павла Лактионова тему «Локализация производства на территории ЕАЭС» продолжили выступления заместителя генерального директора ОАО «РИАТ» **Евгения Бондаренко «Спецтехника из Татарстана – спецшасси КАМАЗ/РИАТ – носители спецустановок для ГРП и ГНКТ. Импортозамещение»** и руководителя проекта по внедрению ДМ 185 Группы «Синара» **Алексея Боженова «Техническая презентация дизеля ДМ 185»**.

Время цифры

Доклад «Сервис «Фидмаш-Онлайн»: развитие и новые возможности» озвучил **Вадим Кухарев**, директор ООО «Фидсервис».

Сервис «Фидмаш-Онлайн» появился два года назад и с тех пор активно используется и развивается. Сервис обеспечивает:

- мониторинг параметров оборудования и техпроцесса в режиме реального времени;
- получение сведений о геолокации (местоположении) оборудования;
- доступ к файлам данных оборудования;
- синхронизацию и хранение данных;
- получение оповещений о неисправностях и аварийных сообщениях;
- предоставление отчетов.

Решает проблемы отсутствия удаленного контроля за работой и состоянием оборудования; ручного копирования и отправки данных; длительного времени получения данных; потери данных или их преднамеренного удаления; организации системы управления и обработки данных.

В настоящее время к сервису подключено более 40 установок. В ближайшее время будет подключено еще более десятка. В момент доклада активно работали 15 установок, что было продемонстрировано аудитории.

Павел Демакин, заместитель директора по ГРП ООО «ЛениногорскРемСервис», выступил с докладом «Цифровизация как инструмент управления отказами оборудования на примере оборудования флота ГРП».

Был произведен подбор оборудования для пилотного проекта, построена цифровая модель для основных составляющих оборудования и модель для прогнозирования работы нагнетательного насоса смесительной установки по данным проектного дизайна ГРП с целью недопущения отказов оборудования на скважине.

A selection of equipment for the pilot project was made, a digital model was developed for the main components of the equipment, a simulation model was developed to predict the operation of the blender injection pump according to the data from the hydraulic fracturing design in order to prevent equipment failures in the well.



Елена Грибановская
Elena Gribanovskaya

proppant 20/40 and 16/20;

- Viscous slick-water demonstrated high efficiency comparable with cross-linked guar fluids and good ability to carry proppant;
- A number of pilot operations showed the technical and technological expediency to further use viscous slick-water for conventional terrigenous reservoirs.

Pavel Laktionov,

Commercial Director of

the FID Group, described the **Current Challenges of Hydraulic Fracturing**. Brief information was provided on the history and main activities of the FID Group, as well as on the experience of equipment development. It was noted that more than 500 units of oil and gas equipment manufactured by FID Group are currently operating in Russian Federation and other CIS countries, more than 160 of which are related to hydraulic fracturing equipment.

The following challenges facing hydraulic fracturing equipment manufacturers have been highlighted and analyzed in detail:

- Localization of manufacturing process in the Eurasian Economic Union area;
- Equipment for high-rate hydraulic fracturing (16–24 m³/min);
- Equipment recovery and modernization;
- Equipment with axial load of no more than six tons on axis;
- Equipment digitalization.

The topic "Manufacturing localization on the EEU area" presented as a challenge in Pavel Laktionov's report was continued by **Evgeniya Bondarenko**, Deputy General Director at RIAT OJSC with the report "Special Vehicles from Tatarstan – KAMAZ/RIAT Special Chassis for Special Units for Hydraulic Fracturing and Coiled Tubing Operations. Import Substitution" and **Alexey Bozhenov**, Project Manager for DM185 Implementation at Sinara Group with the report "Technical Presentation of DM 185 Diesel".

Time for digitalization

The report "Fidmash-Online Service: Development and New Opportunities" was presented by **Vadim Kukharev**, Director of FIDservice LLC.

The Fidmash-Online service was

Целью проекта являлось повышение экономической эффективности ГРП за счет цифрового управления ресурсом ТМЦ и основных средств. В задачи проекта входили:

- оценка работы центробежного нагнетательного насоса смесительной установки;
- прогноз работы оборудования при планировании процесса ГРП;
- повышение качества оказываемых услуг;
- планирование ремонта и обслуживания оборудования.

Был произведен подбор оборудования для пилотного проекта, построена цифровая модель для основных составляющих оборудования и модель для прогнозирования работы нагнетательного насоса смесительной установки по данным проектного дизайна ГРП с целью недопущения отказов оборудования на скважине.

В процессе создания цифровой модели центробежного нагнетательного насоса смесительной установки были опробованы восемь методов машинного обучения.

Наилучший результат показал метод Extreme Gradient Boosting.

Для построения прогноза были использованы следующие данные:

- расчетные значения технологических параметров на основе информации из проектного дизайна процесса ГРП;
- значения технологических параметров предыдущих процессов ГРП.

В рамках выполнения пилотного проекта была разработана цифровая модель центробежного нагнетательного насоса смесительной установки УС600 флота ГРП. Полученная модель позволяет выполнить оценочный прогноз требуемого диапазона значений по параметру «УС600. Нагрузка нагнетательного насоса».

Подходы и методы анализа, применяемые в ходе реализации проекта, позволяют реализовать следующие предложения специалистов ООО «Таграс-РемСервис»:

1. Вести учет фактической наработки оборудования флота ГРП (по элементам).
2. Нарботать статистику изменения параметров при износе узлов или ухудшения их технических характеристик.
3. Управлять ресурсом оцифрованного узла, предупреждать отказ и критическое снижение технических характеристик.

«Применение математических методов оценки состояния нефтепромыслового оборудования с целью повышения эффективности эксплуатации» осветила

Елена Грибановская, Группа ФИД. Основные этапы работы включают в себя:

- сбор статистических данных;
- построение математической модели диагностики оборудования;
- проведение оценки эффективности внедрения;
- построение математической модели износа в процессе выполнения операций;



Максим Князев
Maxim Knyazev

presented two years ago and has been actively used and developed ever since. Service provides:

- Real-time monitoring of equipment and process parameters;
- Obtaining information about the equipment location;
- Access to equipment data files;
- Data synchronization and storage;
- Error messages and alarms;
- Reporting.

This service addresses

the following problems: no remote control over the operation and condition of equipment; manual copying and sending of data; long time to get the data; loss of data or intentional deletion of data; data control and processing system.

Currently more than 40 units are connected to the service. More than a dozen more will be connected in the near future. At the time of the report, 15 units were actively working, which was demonstrated to the audience.

Pavel Demakin, Deputy Director for Hydraulic Fracturing at LeninogorskRemService, LLC, made a presentation on **“Digitalization as a Tool for Managing Equipment Failures as exemplified by Hydraulic Fracturing Fleet Equipment”**.

The goal of the project was to increase the economic efficiency of hydraulic fracturing through digital management of equipment and fixed assets. The objectives of the project were:

- Performance evaluation of the centrifugal injection pump of the blender;
- Forecast of equipment operation during hydraulic fracturing process planning;
- Improving the quality of services provided;
- Planning of equipment repair and maintenance.

A selection of equipment for the pilot project was made, a digital model was developed for the main components of the equipment, a simulation model was developed to predict the operation of the blender injection pump according to the data from the hydraulic fracturing design in order to prevent equipment failures in the well.

Eight methods of machine learning were tested in the process of developing a digital model of the blender centrifugal injection pump.

The best result was obtained with the Extreme Gradient Boosting method.

The following data were used to build the forecast:

- Calculated operation parameters based on information from the hydraulic fracturing design.
- Parameters from previous hydraulic fracturing operations.

In terms of the pilot project, a digital model of a centrifugal injection pump for the US600 blender

- построение прогноза износа.

Представленные математические методы глубоко проработаны и имеют значительный опыт положительного применения. С их помощью можно получить как высокоточную оценку степени износа оборудования, так и прогноз состояния до момента и в процессе проведения работ.

И другие важные проблемы...

Комплексное решение для управления добычей на примере месторождения с трудноизвлекаемыми запасами предложил **Всеволод Бугров**, менеджер по развитию бизнеса ООО «Велтэк Ойлфилд Сервисес (РУС)».

Задача, которая стоит перед нефтяными компаниями на начальном этапе эксплуатации месторождений, – получить исчерпывающую информацию об объекте разработки, построить корректную модель залежей месторождения, оптимизировать процесс бурения и заканчивания скважин для достижения наиболее высоких показателей при разработке месторождения. Основная цель всех добывающих организаций – добиться максимального уровня добычи при оптимизации ее себестоимости. При этом очень важную роль играют показатели по охране труда и экологической безопасности. В докладе шла речь о технологиях и примерах их применения для решений комплексных задач на каждом из перечисленных этапов – от получения информации о профиле притока из пласта до управления процессом добычи из каждой конкретной скважины.

Инструменты анализа данных для диагностирования и прогнозирования загрязнений призабойной зоны пласта были рассмотрены в докладе **Вадима Цыганкова**, к. т. н., заведующего лабораторией технологических жидкостей для интенсификации добычи, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина. В основу анализа было положено математическое моделирование. В качестве актуальных направлений исследований были выделены: создание инструментов анализа данных для диагностирования и прогнозирования загрязнений призабойной зоны пласта; моделирование и анализ размещения проппанта в трещине ГРП (несейсмические методы мониторинга ГРП); моделирование и анализ работы трещины ГРП и матрицы пласта на основании трассерных методов контроля; моделирование технологий ГРП с жидкостями на основе сжиженных органических и неорганических газов; подбор методов ПНП, анализ рисков применения технологий, выработка проектных решений; разработка программного решения повседневного кроссфункционального бизнес-инжиниринга.

При планировании режима работы добывающих скважин необходимо определение причин уменьшения проницаемости ПЗП

of the hydraulic fracturing fleet was developed. This model allows to perform an estimation forecast of a required range of values of the parameter "US600. Pressure pump load".

Approaches and methods of analysis used in terms of this project make it possible to implement the following proposals made by Tagras-RemService specialists:

1. Recording of the actual hydraulic fracturing equipment operating time (by element).
2. Providing statistical data on the changes in operation parameters due to parts wear or deterioration of technical characteristics.
3. Managing the service life of the digitized equipment part, preventing failure and critical reduction of technical characteristics.

Elena Gribanovskaya, FID Group, described **"Application of Mathematical Methods to Assess the Condition of Oilfield Equipment in order to Improve Operational Efficiency"**. The main stages include:

- Collection of statistical data;
- Mathematical modelling of equipment diagnostics;
- Evaluation of the implementation efficiency;
- Mathematical modelling of the wear condition during operations;
- Building a wear forecast model.

The presented mathematical methods are sufficiently detailed and have considerable successful application experience. These methods can be used to obtain both a highly accurate assessment model of the equipment wear condition, and a prediction of the state of the equipment before and during the operation.

Other important challenges...

Integrated Solution for Production Management through the example of a Field with Hard-to-recover Reserves was proposed by **Vsevolod Bugrov**, Business Development Manager at Welltec Oilfield Services (RUS).

The challenge faced by oil companies at the initial stage of field development is to obtain comprehensive data on the formation, carry out accurate simulation of the field deposits, and optimize the process of wells drilling and completion to achieve the highest production performance. The main goal of all producing companies is to achieve the maximum level of production while optimizing the cost. At the same time, health and safety performance plays a very important role. The report focused on the application of technologies for solving complex challenges at each of the listed stages – from obtaining data on the inflow profile to managing the production process in each specific well.

Data Analysis Methods for Diagnostics and Forecasting of Bottomhole Wellbore Damage were described in the report from **Vadim Tsygankov**, Ph.D. in Engineering Science, Head of the Laboratory of Process Fluids for Production Enhancement, Gubkin Russian State University of Oil and Gas. The analysis was based on mathematical



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

и количественная оценка объема кольматанта. Для этого необходим комплексный учет факторов, влияющих на изменение проницаемости в ПЗП, основные из них:

- отложения АСПО;
- выпадение солей;
- набухание глин.

Моделирование осложнений в нагнетательных скважинах требует разработки отдельных математических моделей, отличающихся от моделей для добывающих скважин.

Опыт применения установки сталеполимерной трубы на месторождениях Восточной Сибири

поделиться главный инженер проекта ООО «ИНК-ТКРС» **Максим Князев**. Были даны технические характеристики установки (диаметр используемых труб шлангокабеля – 44 мм; вместимость барабана лебедки – не менее 4000 м; максимальное усилие на лебедке – не менее 100 кН). Перечислен состав оборудования, представлены характеристики шлангокабеля.

С использованием гибкой сталеполимерной трубы производились следующие технологические операции:

- растепление (размыв) гидратных и парафиновых пробок (85 скважин);
- промывка ствола скважины от солевых отложений (12 скважин);
- растепление затрубного пространства (12 скважин);
- глушение скважин (10 скважин).

С апреля 2018 года по 1 ноября 2019 года бригадой ГСПТ было произведено 119 ремонтов скважин, из них 85 ремонтов по восстановлению циркуляции в НКТ. Работы показали высокую экономическую эффективность.

Анастасия Ивко, соискатель степени кандидата технических наук, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, презентовала **смазочную добавку «НЕФТЕНОЛ-СДИ» для буровых растворов на водной основе**.

В связи с увеличением доли бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин требования к буровым растворам и применяемым реагентам резко возросли. Смазочные добавки из вспомогательных реагентов перешли в разряд определяющих.

Была поставлена задача создать смазочную добавку с улучшенными антиприхватными свойствами, обладающую низкой пенообразующей способностью при сохранении высоких смазочных свойств.

Полученный технический результат заключается в снижении значения момента страгивания бурового раствора на границе «фильтрационная корка – диск», обработанного заявленной смазочной добавкой, при одновременном снижении пенообразования и сохранении высоких смазочных свойств.

Была поставлена задача создать смазочную добавку с улучшенными антиприхватными свойствами, обладающую низкой пенообразующей способностью при сохранении высоких смазочных свойств.

The goal was to create a lubricant additive with improved adhesive-resistant properties and a low foam-forming capacity while maintaining high lubricating properties.

modeling. The reporter highlighted the following relevant areas of research: development of data analysis methods to diagnose and predict bottomhole wellbore damage; modelling and analysis of proppant packing in the fracture (non-seismic methods of hydraulic fracturing monitoring); modeling and analysis of fracture and reservoir matrix performance based on trace control methods; modeling of hydraulic fracturing technologies with fluids based on liquefied organic and inorganic gases; selection of enhanced oil recovery methods, analysis of risks of technology

application, development of design solutions; development of a software solution for everyday cross-functional business engineering.

When planning the well production mode, it is necessary to determine the reasons for the decrease in the permeability of the bottomhole zone and to quantify the volume of plugging agent. For this purpose, it is necessary to take into account the factors that influence the change in permeability in bottomhole zone. The main factors include:

- Asphaltene-resin-paraffin deposits;
- Scale build-up;
- Clay swelling.

Simulation of complications in injection wells requires the development of separate mathematical models different from those for producing wells.

Case Study on the Application of Steel-Polymer Pipe at the Fields in Eastern Siberia

was presented by **Maxim Knyazev**, Chief Project Engineer, INK-TKRS LLC. Presentation provided technical characteristics of the unit (pipe diameter – 44 mm; drum capacity – at least 4000 m; maximum hoisting load – not less than 100 kN). Also, the report included equipment and technical characteristics of the pipe.

Coiled steel-polymer pipe allowed to perform the following operations:

- Removal of hydrate and paraffin plugs (85 wells);
- Wellbore cleanout from salt deposits (12 wells);
- Annular space thawing (12 wells);
- Wells killing (10 wells).

From April 2018 till November 1, 2019 the fleet with coiled steel-polymer pipe performed 119 well workover operations, 85 of which were aimed at restoring circulation in the tubing. The operations demonstrated high economic efficiency.

Anastasia Ivko, post-graduate student at Gubkin Russian State University of Oil and Gas, presented **Lubricant Additive NEFTENOL-SDI for Water-based Drilling Fluids**. Due to the increase in the number of directional and horizontal wells, the requirements for drilling fluids and agents have

Предлагаемая смазочная добавка «НЕФТЕНОЛ-СДИ» разработана на основе эфиров растительных масел. Она обладает высокой смазочной способностью и экологически безопасна. Заявленная смазочная добавка обладает широким диапазоном температур застывания: от -10 до -40 °С, может быть применена во всех типах буровых растворов на водной основе. На месторождениях Западной Сибири были проведены опытно-промышленные испытания смазочной добавки «НЕФТЕНОЛ-СДИ» марка СДИН-5. Объектом исследования служил ингибирующий буровой раствор (ИБР) на основе частично гидролизованного полиакриламида.

Опытно-промышленные испытания прошли успешно. Оформляется заявка на получение патента на изобретение в России.

Не были обойдены вниманием конференции и финансовые вопросы. **Комплексное страхование для предприятий нефтегазового сектора** осветил **Руслан Игилов**, вице-президент ПАО «САК «Энергогарант».

Исполнительный директор ICoTA-Россия **Артем Грибов** рассказал об **обучающих семинарах по ГНКТ, ГРП, направленному бурению**, которые лекторы, приглашенные. ICoTA-Россия, готовы провести для российских слушателей.

Завершала программу дискуссия **«Перспективы и проблемы высокотехнологичного нефтегазового сервиса»**, репортаж о которой будет опубликован в следующем (№ 71) номере «Времени колтюбинга. Времени ГРП».

Кульминацией конференции явилось торжественное вручение дипломов лауреатам специальной премии Intervention Technology Award, учрежденной российским отделением Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA-Россия). Награждение проводилось в шести номинациях. С компаниями-победительницами 2019 года вы можете познакомиться на с. 32–36 этого выпуска журнала.

Торжественная часть включала также награждение дипломами лучших докладчиков конференции и лучших авторов журнала «Время колтюбинга. Времени ГРП» 2019 года.

Тезисы основных докладов конференции будут опубликованы в № 71 (№ 1, 2020).

Ждем вас на очередной, 21-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы», которая откроет счет третьему десятку встреч в нашем клубе!

Аналитическая группа журнала
«Время колтюбинга. Времени ГРП»

increased dramatically. Lubricating additives with auxiliary reagents have become very important.

The goal was to create a lubricant additive with improved adhesive-resistant properties and a low foam-forming capacity while maintaining high lubricating properties.

The obtained technical result is a faster time of the first movement of drilling mud at the interface "filtration cake – disc treated with the lubricant additive", while reducing the foam formation and maintaining high lubricating properties.

The proposed lubricating additive "NEFTENOL-SDI" is developed on the basis of vegetable oil esters. This additive has high lubricating properties and is environmentally friendly. The proposed lubricant additive has a wide range of pour points: from -10 to -40 °C and it can be used in all types of water-based drilling fluids. Pilot tests of NEFTENOL-SDI lubricant additive (model SDIN-5) were carried out at the fields in Western Siberia. The mud used for testing was an inhibiting drilling mud based on partially hydrolyzed polyacrylamide.

Pilot tests have been carried out successfully. The company is currently preparing a patent request in Russia.

Financial issues were also discussed. **Ruslan Igilov**, vice-president of "SAK Energogant" PJSC, presented the report **"Comprehensive Insurance for Oil and Gas Companies"**.

Executive Director of ICoTA-Russia **Artem Gribov** presented **Holding Seminars on Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Directional Drilling** which are going to be held for Russian specialists by lecturers invited by ICoTA-Russia.

The conference was concluded with a discussion **"Prospects and Challenges of High-Tech Oil and Gas Service"**. The article about this discussion will be published in the next issue (№ 71) of the Coiled Tubing Times Journal.

The conference culminated in an awarding ceremony – a special Intervention Technology Award that was launched by the Russian Chapter of Intervention and Coiled Tubing Association ICoTA-Russia. Winners were selected in five nominations. Winner companies of 2019 can be found on the pages 32–36 of this issue.

A solemn ceremony also included awarding the best reporters of the conference and best authors of the Coiled Tubing Times Journal in 2019.

Proceedings of the main reports will be published in issue № 71 (1, 2019).

We are waiting for you at the next, 21st International Scientific and Practical Conference "Coiled Tubing Technologies, Hydraulic Fracturing, Well Intervention", which will be the thirty-first meeting in our club!

Analytical Group of the Coiled Tubing Times

Intervention Technology Award – 2019

Традиционно программа 20-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы» включала подведение итогов и торжественное вручение дипломов лауреатам специальной премии Intervention Technology Award.

Премия Intervention Technology Award была учреждена в начале 2014 года российским отделением Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA-Россия) и является российской версией премии, вручаемой американским отделением ICoTA на ежегодной конференции в Хьюстоне (США).

В течение года российское отделение ICoTA с помощью научно-практического журнала «Время колтюбинга. Время ГРП» проводило анкетирование читателей – специалистов нефтегазового сервиса. По результатам опроса были составлены шорт-листы в каждой номинации премии. Авторитетное жюри, в состав которого входят члены совета директоров российского отделения ICoTA и члены редакционного совета журнала «Время колтюбинга», определило победителей согласно выработанным для каждой номинации качественным и количественным критериям, среди которых были успешное использование высоких технологий, объемы выполняемых работ в натуральном и денежном выражении, смелость и оправданный риск при внедрении инноваций на российском рынке нефтегазового сервиса.

Были объявлены победители Intervention Technology Award в шести номинациях, причем в некоторых было определено сразу несколько победителей.

Traditionally, the program of the 20th International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference included debriefing and ceremonial presentation of diplomas to the laureates of the special prize Intervention Technology Award.

The Award was established in 2014 by the Russian Chapter of the Intervention and Coiled Tubing Association (ICoTA-Russia). It is the Russian version of the award that is presented annually by the US Chapter of ICoTA at the SPE/ICoTA Coiled Tubing and Well Intervention Conference & Exhibition (Texas, USA).

During the year, the Russian Chapter of ICoTA with the help of Coiled Tubing Times Journal has been conducting a survey among the readers of the Journal, who are undoubtedly experts of oil and gas service. According to the survey results, short lists were drawn up in each award nomination. An authoritative jury comprising the members of ICoTA Board of Directors (Russian Chapter) and the members of the Coiled Tubing Times Editorial Board chose the winners according to the qualitative and quantitative criteria worked out for each nomination, among which were the

successful use of high-tech, volumes work performed in natural and monetary terms, courage and justified risk in the introduction of innovations in the Russian market of oil and gas service.

The winners of the Intervention Technology Award were previously chosen in six different categories, and in two of them several winners were determined at once.



В шорт-лист номинации «**Лучшая независимая сервисная компания в использовании колтюбинговых технологий в России**» вошли компании:

- ООО «Пакер Сервис»;
- «Шлюмберге»;
- «ФракДжетВолга»;
- ООО «ТаграС-РемСервис» Предприятие «АктюбинскРемСервис»;
- ООО «Ветеран».

По итогам голосования жюри победила компания «**Пакер Сервис**» и «**АктюбинскРемСервис**».

The following companies were shortlisted in the category “**Best independent service company in the sphere of coiled tubing technologies application in Russia**”:

- Packer Service, LLC
- Schlumberger
- FracJet-Volga, LLC
- TagraS-RemService, LLC;
- AktyubinskRemService Enterprise
- Veteran, LLC

According to the results of jury voting, **Packer Service, LLC** and **AktyubinskRemService Enterprise** were pronounced the winner.



В шорт-лист номинации «**Лучшая независимая сервисная компания в области проведения ГРП в России**» вошли компании:

- ООО «ЛениногорскРемСервис»;
- РУП «Производственное объединение «Белоруснефть»;
- ООО «Пакер Сервис»;
- ЗАО «СП «МеКаМиннефть»;
- Weatherford.

По итогам голосования жюри победили компании «**ЛениногорскРемСервис**» и «**Белоруснефть**».

The following companies were shortlisted in the category “**Best independent service company in the sphere of hydraulic fracturing operations in Russia**”:

- LeninogorskRemService, LLC
- RUE Production Association Belarusneft
- Packer Service, LLC
- MeKaMineft joint venture, CJSC
- Weatherford

According to the results of jury voting, **LeninogorskRemService, LLC** and **RUE Production Association Belarusneft** were pronounced the winners.



В шорт-лист номинации «**Лучшая независимая сервисная компания по продвижению инноваций в России**» входили компании:

- «Шлюмберже»;
- ООО «Пакер Сервис»;
- Weatherford;
- ООО «ТаграС-РемСервис» Предприятие «АктюбинскРемСервис».

По итогам голосования жюри победила компания «**Шлюмберже**».



The following companies were shortlisted in the category “**Best innovating independent service company in Russia**”:

- Schlumberger
- Packer Service, LLC
- Weatherford
- TagraS-RemService, LLC;
- AktyubinskRemService Enterprise

According to the results of jury voting, **Schlumberger** was pronounced the winner.

В шорт-лист номинации «**Лучшая компания – производитель оборудования для высокотехнологичного нефтегазового сервиса в России**» вошли:

- ООО «НПП «РостЭКтехнологии»;
- НПФ «Пакер»;
- СЗАО «ФИДМАШ»;
- НТЦ «ЗЭРС»;
- ООО «НКМЗ-Групп».

Лучшими были признаны СЗАО «**ФИДМАШ**» и НПФ «**Пакер**».

The following companies were shortlisted in the category “**Best company-manufacturer of high-tech oilfield service equipment in Russia**”:

- NPP RoSTeKtehnologii, LLC
- Scientific and Production Firm “Paker”
- NOV FIDMASH
- NTC ZERS
- NKMZ-Group, LLC

NOV FIDMASH and Scientific and Production Firm “**Paker**” were recognized The best.



В шорт-лист номинации «**Лучшая компания – производитель материалов и реагентов для высокотехнологичного нефтегазового сервиса в России**» вошли:

- ООО «Ойл Энерджи»;
- ГК «ФОРЭС»;
- АО «Химеко-ГАНГ»;
- АО «Боровичский комбинат огнеупоров».

По итогам голосования первой стала компания «**Ойл Энерджи**».

The following companies were shortlisted in the category “**Best company-manufacturer of materials and chemicals for high-tech oil and gas service in Russia**”:

- Oil Energy, LLC
- FORES state concern
- Himeko-GANG, JSC
- Borovichi Refractory Plant

Oil Energy, LLC has become the first on the voting results.



В шорт-лист номинации «**Лучшее периодическое издание, освещающее проблемы нефтегазового сервиса**» вошли:

- «Бурение и нефть»;
- «Время колтюбинга. Время ГРП»;
- ROGTEC.

По итогам голосования жюри победил научно-практический журнал «**Время колтюбинга. Время ГРП**».

The following periodicals were shortlisted in the category “**Best periodical in Russia, highlighting the problems of oil and gas service**”:

- "Drilling and oil"
- "Coiled Tubing Times"
- ROGTEC

According to the results of jury voting, scientific and practical journal “**Coiled Tubing Times**” was pronounced the winner.

Награждение специальной премией Intervention Technology Award проводится ежегодно в рамках Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы».

Награждение проводили председатель ICoTA-Россия Константин Бурдин и исполнительный директор ICoTA-Россия Артем Грибов.

The Intervention Technology Award is presented annually in the framework of the International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference.

Rewarding was held by Konstantin Burdin, Chairman of ICoTA-Russia, and Artem Gribov, Executive Director of ICoTA-Russia. 📍



Специальный приз от ICoTA-Россия Special Prize from ICoTA-Russia



*За популяризацию
коптюбинговых технологий
в Российской Федерации и СНГ
специальным призом ICoTA-
Россия награждена компания
«ЭСТМ».*

*ESTM Company is awarded
Special Prize from ICoTA-Russia
for the popularization of coiled
tubing technologies in the Russian
Federation and the CIS. ☉*





ESTM



Производство гибких
насосно-компрессорных труб



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

НАПРАВЛЯТЬ ВЕКТОР ДАЛЬНЕЙШЕГО РАЗВИТИЯ

15-я Потребительская конференция СЗАО «ФИДМАШ»

GUIDING THE VECTOR OF FURTHER DEVELOPMENT

15th NOV FIDMASH'S Consumer Conference

В Минске 9-10 октября 2019 года прошла юбилейная 15-я Потребительская конференция по вопросам эксплуатации колтюбингового, насосного, азотного оборудования и оборудования для ГРП, организованная СЗАО «ФИДМАШ». Мероприятие состоялось в отеле Renaissance.

СЗАО «ФИДМАШ» – прекрасно известный читателям нашего журнала изготовитель оборудования для высокотехнологичного нефтегазового сервиса, предлагающий своим заказчикам широкие линейки продукции. Предприятие пользуется заслуженной славой единственного на территории Единого экономического пространства производителя полного спектра оборудования, перечисленного в названии конференции. Практически не имеют конкурентов на российском рынке выпускаемые под брендом «ФИДМАШ» колтюбинговые установки, ряд которых недавно пополнила установка тяжелого класса МК40Т – представитель нового поколения колтюбингового оборудования, существенно расширяющего набор и параметры технологических операций.

The anniversary 15th NOV FIDMASH'S Consumer Conference on Operation of CT Equipment, Cementing, Pumping and Nitrogen Machinery and Hydraulic-Fracturing Equipment took place on October 9-10, 2019 in Minsk. The event was held at in the conference hall of the Renaissance Hotel.

NOV FIDMASH is a well-known manufacturer of equipment for high-tech oil and gas services, offering its customers a wide range of products. The company enjoys the well-deserved fame of the only manufacturer of the full range of equipment listed in the title of the conference on the territory of the Common Economic Space. There are practically no competitors in the Russian market. Coiled tubing units produced under the FIDMASH brand, a number of which have recently been replenished with the МК40Т heavy class unit. This is a representative of a new generation of coiled tubing equipment that significantly expands the range and parameters of technological operations. The unit is capable of not only performing almost all types of well servicing, but also, thanks to a powerful injector, increased volume of the winding unit, the use of a coil of large diameter, to service wells of considerable depths with anomalously

high reservoir pressure, and to be used in directional drilling, hydraulic fracturing, research work on wells of all types, including horizontal sections.

FIDMASH'S annual conference is a unique gathering. Live communication between OEMs and consumers. Such meetings are held annually and have become traditional and expected. This year, an interested audience gathered for the fifteenth time, which testifies not only to the success of this form of direct interaction, but also to the formation of a wide circle of like-



Установка способна не только выполнять практически все виды работ по капитальному ремонту скважин, но и благодаря мощному инжектору, увеличенному объему узла намотки, использованию гибкой трубы большого диаметра обслуживать скважины значительных глубин с аномально высоким пластовым давлением, использоваться при направленном бурении, ГРП, исследовательских работах на скважинах всех типов, в том числе в горизонтальных участках.

Потребительские конференции СЗАО «ФИДМАШ» – эффективная форма диалога между изготовителем высокотехнологичного оборудования и его пользователями. Такие встречи проводятся ежегодно и стали уже традиционными и ожидаемыми. В этом году заинтересованная аудитория собралась в пятнадцатый раз, что свидетельствует не только об успешности подобной формы прямого взаимодействия, но и об образовавшемся широком круге единомышленников, ядром которого является предприятие.

В Минск приезжают и представители нефтегазосервисных компаний, много лет эксплуатирующих фидмашевское оборудование, и новички, только осваивающие колтюбинговые технологии или намеревающиеся примкнуть к открытому сообществу приверженцев высокотехнологичного нефтегазового сервиса и приобрести свои первые установки. Участники конференций гарантированно получают самую точную информацию о новой продукции предприятия, об особенностях эксплуатации и путях модернизации уже имеющегося

minded people, the core of which is the enterprise.

Representatives of oil and gas service companies, which have operated Fidmash equipment for many years, and newcomers who are just mastering coiled tubing technologies or intending to join an open community of high-tech oil and gas service followers and purchase their first units come to Minsk. Conference participants are guaranteed to receive the most accurate information on new products of the enterprise, on the features of operation and ways of modernizing existing equipment, on types of service, on forms of constant interaction with the manufacturer. And there is feedback to NOV FIDMASH that allows you to build strategic and tactical plans.

Практически не имеют конкурентов на российском рынке выпускаемые под брендом «ФИДМАШ» колтюбинговые установки, ряд которых недавно пополнила установка тяжелого класса МК40Т – представитель нового поколения колтюбингового оборудования, существенно расширяющего набор и параметры технологической операций.

There are practically no competitors in the Russian market. Coiled tubing units produced under the FIDMASH brand, a number of which have recently been replenished with the MK40T heavy class unit. This is a representative of a new generation of coiled tubing equipment that significantly expands the range and parameters of technological operations.



оборудования, о видах сервисного обслуживания, о формах постоянного взаимодействия с производителем. А к СЗАО «ФИДМАШ» идет обратная связь, позволяющая строить стратегические и тактические планы.

В работе 15-й Потребительской конференции по приглашению предприятия приняли участие представители крупных и средних бизнесов, эксплуатирующих оборудование производства СЗАО «ФИДМАШ», – компаний из различных нефте- и газодобывающих регионов: Восточной и Западной Сибири, Татарстана, Башкортостана, Украины, Беларуси, а также компаний – производителей внутрискважинного инструмента для работы с колтюбингом.

Конференцию торжественно открыли приветствия руководителей предприятия.

Е.Б. Лапотентова поблагодарила прибывших на Потребительскую конференцию гостей, многие из которых практически ежегодно находят в своих напряженных графиках место для этого мероприятия. «Первая конференция, которую мы задумывали пятнадцать лет назад, конечно, являлась для нас определенным риском, – отметила в своем приветственном слове оратор. – Тогда мы имели еще небольшой опыт и фактически только начинали работать в той области, в которой сегодня успешно, я уверена, что вы согласитесь со мной, работаем как компания. Первая Потребительская

В этом году заинтересованная аудитория собралась в пятнадцатый раз, что свидетельствует не только об успешности подобной формы прямого взаимодействия, но и об образовавшемся широком круге единомышленников, ядром которого является предприятие.

This year, an interested audience gathered for the fifteenth time, which testifies not only to the success of this form of direct interaction, but also to the formation of a wide circle of like-minded people, the core of which is the enterprise.

At the 15th Consumer Conference, at the invitation of the enterprise, representatives of large and medium-sized businesses operating equipment manufactured by NOV FIDMASH took part – companies from various oil and gas producing regions: Eastern and Western Siberia, Tatarstan, Bashkortan, Ukraine, Belarus. And also manufacturing companies directly flexible tubing and downhole tools for working with coiled tubing.

The conference was solemnly opened by the greetings of the enterprise managers.

A.B. Lapatsentava thanked the guests who arrived at the Consumer Conference, many of whom almost every year find a place for this event in their busy schedules. “The first conference that we conceived fifteen years ago, of course, was a certain risk for us,” the speaker noted in her welcoming speech. “Then we had little experience and actually only started to work in the area in which I am successful today, I’m sure That you agree with me, we work as a company. The first Consumer Conference was, to a certain extent, business courage – to invite consumers to an open, uncompromising eye-to-eye dialogue, share

ideas and plans, hear about themselves flattering reviews and constructive criticism. We realized how important such meetings are for the enterprise, how they motivate us and help us when we feel such real feedback, concentrated, figuratively expressed, in the energy field. We have a huge return, for which many thanks to you. Welcome to those who first came to us. Hope you find it interesting here. I wish you all a good job!”

A.B. Lapatsentava introduced the audience to the Director General of NOV FIDMASH A.V. Linevich, who took the baton of this high position over from her in March 2019. Alena Borisovna



конференция была в определенной степени бизнес-мужеством – пригласить потребителей к открытому бескомпромиссному диалогу глаза в глаза, поделиться идеями и планами, услышать о себе как лестные отзывы, так и конструктивную критику. Мы поняли, насколько такие встречи важны для предприятия, как они мотивируют нас и помогают в работе, когда мы ощущаем такую реальную обратную связь, сконцентрированную, образно выражаясь, в энергетическом поле. Мы имеем огромную отдачу, за которую вам многократное спасибо. Добро пожаловать тем, кто впервые приехал к нам. Надеюсь, что вам будет здесь интересно. Желаю всем хорошей работы!»

Е.Б. Лапотентова представила аудитории генерального директора СЗАО «ФИДМАШ» А.В. Линевича, который принял от нее эстафету этой высокой должности в марте 2019 года. Елена Борисовна сделала акцент на наиболее впечатляющих вехах биографии Александра Владимировича. А.В. Линевич вместе с командой конструкторов – профессионалов своего дела стоял у истоков белорусского проекта «Колтюбинг», прошел путь от конструктора, главного конструктора, технического директора до главы предприятия. «Я думаю, что качество проектов «ФИДМАШ» в надежных руках», – резюмировала Е.Б. Лапотентова.

А.В. Линевич поприветствовал участников Потребительской конференции: «Для нас очень важны такие встречи, роль которых в непрерывном развитии выпускаемой СЗАО «ФИДМАШ» техники трудно переоценить. Я считаю, что Потребительские конференции – это не только презентации наших возможностей, но и прекрасный повод для общения, обмена опытом с коллегами, со всеми вами, кто работает в нефтегазовом сервисе. Программа нынешней конференции свидетельствует о том, что все более популярным становится направление автоматизации, широкого применения электроники – вопросы цифровизации. Они всегда были в поле зрения нашего предприятия, но на современном этапе приобретают все большее значение, поэтому в программе большая

Первая Потребительская конференция была в определенной степени бизнес-мужеством – пригласить потребителей к открытому бескомпромиссному диалогу глаза в глаза, поделиться идеями и планами, услышать о себе как лестные отзывы, так и конструктивную критику.

The first Consumer Conference was, to a certain extent, business courage - to invite consumers to an open, uncompromising eye-to-eye dialogue, share ideas and plans, hear about themselves flattering reviews and constructive criticism.

emphasized the most impressive milestones of the biography of Alexander Vladimirovich. A.V. Linevich, along with a team of designers - professionals in his field, stood at the origins of the Belarusian project “Coiled Tubing”, went from a designer, chief designer, technical director to the head of the enterprise. “I think that the quality of FIDMASH projects is in good hands,” concluded A.B. Lapatsentava.

A.V. Linevich welcomed the participants of the Consumer Conference: “Such meetings are very important for us. Your

role in the continuous development of the equipment manufactured by NOV FIDMASH can hardly be overestimated. I believe that Consumer Conferences are not only presentations of our capabilities, but also an excellent occasion for communication, exchange of experience with colleagues, with all of you who work in the oil and gas service. The program of the conference shows that the direction of automation and the widespread use of electronics – digitalization issues – is becoming increasingly popular. They have always been in the field of view of our company, but at the present stage they are becoming increasingly important, therefore, the program has a large concentration of reports on digitalization. I wish the conference participants fruitful work and constructive dialogue.”

The busy program of the 15th Consumer Conference on the operation of coiled tubing equipment, cementing, pumping, nitrogen equipment and



концентрация докладов, посвященных цифровизации. Желаю участникам конференции плодотворной работы и конструктивного диалога».

Насыщенная программа 15-й Потребительской конференции по вопросам эксплуатации колтюбингового, насосного, азотного оборудования и оборудования для ГРП СЗАО «ФИДМАШ» включала тринадцать докладов, две дискуссии, экскурсию на Минский завод колесных тягачей, где изготавливается львиная доля шасси, на которых монтируются установки, а также мероприятия, предоставляющие широкие возможности для неформального общения.

Доклад «**Перспективные направления развития колтюбингового оборудования от СЗАО «ФИДМАШ»**» ведущего конструктора ОКУ СЗАО «ФИДМАШ» **А.А. Векверта** открыл первую секцию конференции. Конструкторское бюро предприятия стремится развивать свою линейку колтюбингового оборудования в соответствии с мировыми трендами развития технологий ГНКТ, в частности, использованием большеразмерных ГНКТ диаметром 44,45 мм, 50,8 мм и более. Растет тяговое усилие инжектора – до 45 тонн. Емкость узла намотки увеличена до 5,5–6 тыс. метров. Предусматривается противовыбросовое оборудование с условным проходом 100 мм. Комплекс оборудования может быть смонтирован как на одном, так и нескольких шасси, в том числе на нескольких шасси в транспортном габарите. При разбивке технологического оборудования на несколько частей парк транспортных средств увеличивается, но одновременно создается универсальный набор оборудования.

Докладчик представил вниманию аудитории как уже реализованные проекты, так и концепты, которые проработаны и готовы к внедрению в производство.

Были подробно охарактеризованы колтюбинговая установка МК30Т на шасси МЗКТ (проект 2020) и готовый к запуску в производство колтюбинговый комплекс, соответствующий правилам перевозки грузов по дорогам РФ.

В фокусе доклада оказались также установка азотная А100 и установка насосная Н504. Обе монтируются на шасси Tatra, соответствующем правилам перевозки грузов.

Докладчик представил характеристики колтюбинговой установки тяжелого класса МК40Т-10, оснащенной ГНКТ диаметром 50,8 мм с узлом намотки максимальной емкостью до 6000 м, тяговым усилием инжектора 45 тонн и номинальным диаметром ПВО 100 мм. Именно такие установки в настоящее время вызывают

Программа нынешней конференции свидетельствует о том, что все более популярным становится направление автоматизации, широкого применения электроники – вопросы цифровизации.

The program of the conference shows that the direction of automation and the widespread use of electronics – digitalization issues – is becoming increasingly popular.

hydraulic fracturing equipment of NOV FIDMASH included thirteen reports, two discussions, an excursion to the Minsk Wheel Tractor Plant, where the lion's share of the chassis on which they are mounted is made units, as well as events providing ample opportunities for informal communication.

The report "**Prospective directions for the development of coiled tubing equipment from NOV FIDMASH**" by lead designer of the Design Office of NOV FIDMASH "**A.A. Vekvert**

opened the first session of the conference. The design bureau of the enterprise seeks to develop its line of coiled tubing equipment in accordance with global trends in coiled tubing technology, in particular, using large-sized coiled tubing with a diameter of 44.45 mm, 50.8 mm or more. The traction force of the injector is growing – up to 45 tons. The capacity of the winding unit is increased to 5.5–6 thousand meters. Blowout equipment with a nominal bore of 100 mm is provided. The equipment complex can be mounted both on one or several chassis, including several chassis in a transport dimension. When technological equipment is divided into several parts, the fleet of vehicles increases, but at the same time a universal set of equipment is created.



наибольший интерес у потребителей.

Был также представлен перспективный многообещающий колтюбинговый комплекс для ГНКТ диаметром 60,3 мм, преимущества которого:

- большая емкость узла намотки при сохранении габарита по высоте в 4,5 м и клиренса за счет подъемного узла намотки;
- высокая проходимость и маневренность благодаря полноприводным шасси и специальному полуприцепу;
- возможность применения полуприцепа с приводными или управляемыми осями;
- инжектор транспортируется в наклонном положении с постоянно закрепленным желобом направляющим, что уменьшает время разворачивания на скважине;
- широкая линейка шасси для применения.

Не остались без внимания и актуальные вопросы автоматизации колтюбинговых установок.

О «**Нагнетательном оборудовании для работы с ГНКТ**» рассказал ведущий конструктор ОКУ СЗАО «ФИДМАШ» **Д.В. Полубинский**. Было представлено оборудование для нагнетания технологических жидкостей, установленное на шасси с приводом от двигателя шасси, на шасси с приводом от палубного двигателя и в блочном исполнении. Были подробно охарактеризованы насосные установки Н500, Н505, Н504, а также азотные установки А100 для работы с колтюбингом. Охарактеризованы системы автоматического управления установками. Новая разработка предприятия – установка азотно-насосная, состоящая из азотной и насосной частей.

Белорусское предприятие СЗАО «Новинка» давно и успешно сотрудничает с СЗАО «ФИДМАШ». Его детище «**Дефектоскоп ДТ1 – современное и эффективное средство контроля состояния ГНКТ**» представил главный конструктор СЗАО «Новинка» **С.А. Атрушкевич**. Дефектоскоп предназначен для оценки технического состояния ГНКТ диаметром от 38,1 до 50,8 мм (выявление и оценка дефектов и измерение геометрических параметров), используемых в колтюбинговых установках, в том числе в соответствии с пунктом 1030 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», в соответствии с которым колтюбинговые установки должны быть оснащены системой контроля утонения труб. ►

Докладчик представил характеристики колтюбинговой установки тяжелого класса МК40Т-10, оснащенной ГНКТ диаметром 50,8 мм с узлом намотки максимальной емкостью до 6000 м, тяговым усилием инжектора 45 тонн и номинальным диаметром ПВО 100 мм.

The speaker presented the characteristics of the МК40Т-10 heavy-duty coiled tubing unit equipped with a 50.8 mm coiled tubing with a winding unit with a maximum capacity of up to 6000 m, an injector traction force of 45 tons and a 100 mm nominal air defense diameter.

The speaker presented to the audience both the already completed projects and the concepts that have been worked out and are ready for implementation in production.

The МК30Т coiled tubing installation on the МZКТ chassis (project 2020) and a coiled tubing complex ready for launch in production that meets the rules for transporting goods on Russian roads were described in detail.

The focus of the report was also the installation of nitrogen А100 and pump installation Н504. Both are mounted on a Tatra chassis that complies with the rules for the carriage of goods.

The speaker presented the characteristics of the МК40Т-10 heavy-duty coiled tubing unit equipped with a 50.8 mm coiled tubing with a winding unit with

a maximum capacity of up to 6000 m, an injector traction force of 45 tons and a 100 mm nominal air defense diameter. It is such units that are currently causing the greatest interest among consumers.

A promising and promising coiled tubing complex for coiled tubing with a diameter of 60.3 mm was also presented, the advantages of which: ►



Проведение дефектоскопии ГНКТ в режиме реального времени позволяет отслеживать динамику ее износа и тем самым оптимизировать сроки использования трубы и предотвращать аварийные ситуации при проведении работ.

Докладчиком был перечислен состав и даны технические характеристики дефектоскопа, описаны типы выявляемых дефектов. Специально разработанное ПО обеспечивает запись и отображение полученной информации. Были проведены натурные испытания на колтюбинговой установке, которые подтвердили соответствие прибора заложенным в техническом задании параметрам и показали, что разработанное устройство находится на уровне лучших зарубежных аналогов. Первые образцы дефектоскопа уже поставлены заказчиком.

Доклады гостей – представителей компаний, использующих оборудование производства СЗАО «ФИДМАШ», были акцентированы на возможностях и преимуществах, которые в технологическом отношении предоставляют передовые технические решения предприятия вкупе с наработками самих пользователей.

Заместитель директора ООО «ТаграС-РемСервис» – начальник предприятия «АктюбинскРемСервис»

Р.М. Ахметшин рассказал об «Опыте проведения МКГРП в зацементированных хвостовиках и технологии бурения боковых ответвлений в горизонтальных скважинах».

П.В. Ревяков, инженер-технолог 1-й категории отдела развития инновационных технологий института БелНИПИнефть Государственного «ПО «Белоруснефть», осветил «Результаты испытаний регистрирующей кабельной головки для геофизических исследований и промывки нефтегазовых горизонтальных скважин».

Генеральный директор

Новая разработка предприятия – установка азотно-насосная, состоящая из азотной и насосной частей.

A new development of the enterprise is a nitrogen-pumping unit, consisting of nitrogen and pump parts.

- Large capacity of the winding unit while maintaining the overall height of 4.5 m and clearance due to the winding lifting unit;
- High cross-country ability and maneuverability thanks to the all-wheel drive chassis and a special semi-trailer;
- The possibility of using a semi-trailer with drive or controlled axles;
- The injector is transported in an inclined position with a guide that is permanently fixed by the trough, which reduces the deployment time at the well;
- A wide range of chassis for use.

Topical issues in the automation of coiled tubing installations did not go unnoticed.

Leading Designer of the Design Office of NOV FIDMASH **D.V. Polubinsky** told about the “**Injection equipment for working with coiled tubing**”.

Equipment for pumping process fluids installed on a chassis powered by a chassis engine, on a chassis powered by a deck engine and in a block design was presented. The pumping units H500, H505, H504, as well as nitrogen units A100 for working with coiled tubing, were described in detail. The systems of automatic control of the plants are characterized. A new development of the enterprise is a nitrogen-pumping unit, consisting of nitrogen and pump parts.



На снимке: Колтюбинговая установка МК30Т-50 на выставке образцов военной и гражданской автотехники, прошедшей 26 июля 2019 года в рамках празднования 65-летнего юбилея предприятия Минского завода колесных тягачей (МЗКТ) на Октябрьской площади в Минске. Значительная часть техники, выпускаемой СЗАО «ФИДМАШ», монтируется на шасси МЗКТ

The picture shows the coiled tubing unit MK30T-50 at the exhibition samples of military and civilian vehicles, held on July 26, 2019 as part of the celebration of the 65th enterprise anniversary of the Minsk Wheel Tractor Plant (MZKT) on October Square in Minsk. A significant part of the equipment manufactured by NOV FIDMASH is mounted on the MZKT chassis

Исполнительный директор ICoTA-Россия А.Н. Грибов рассказал об обучающих семинарах по новейшим технологиям ГНКТ и ГРП, которые по запросу сервисных компаний готовы на местах проводить компетентные отечественные и иностранные лекторы, приглашаемые ICoTA-Россия.

Executive Director of ICoTA-Russia A.N. Gribov spoke about training seminars on the latest CT and fracturing technologies, which, at the request of service companies, are ready to conduct competent local and foreign lecturers invited by ICoTA-Russia.

ООО «Урал-Дизайн-Групп» **В.Н. Шумаков** охарактеризовал **«Миссию компаний группы «Урал-Дизайн»**. Докладчик рассказал об основных колтюбинговых технологиях и технологиях ПНП, применяемых компанией, и о перспективных направлениях развития, включая направленное колтюбинговое бурение с применением системы направленного бурения СНБ 89-76М, разработанной СЗАО «Новинка».

Как и анонсировал в приветственном слове генеральный директор СЗАО «ФИДМАШ» А.В. Линевич, целый раздел программы конференции был посвящен цифровизации и автоматизации выпускаемого оборудования – самой актуальной проблематике современного машиностроения и стратегическому направлению развития Беларуси, позиционирующей себя в качестве IT-страны.

Доклад заместителя главного конструктора – начальника бюро систем СЗАО «ФИДМАШ» **А.А. Гляцевича** был сфокусирован на дальнейшем развитии и новых возможностях уже ставшего популярным сервиса **«Фидмаш-Онлайн»**, появившегося два года назад и с тех пор активно применяющегося.

Ведущий инженер-электроник предприятия **А.Н. Давыдов** рассказал о **новых системах управления с элементами автоматизации оборудования СЗАО «ФИДМАШ»**. Доклад касался автоматизации всего спектра выпускаемых предприятием установок (азотных, насосных, азотно-насосных, колтюбинговых).

Заместитель главного конструктора СЗАО «Новинка» **Н.Н. Клубников** озвучил доклад **«VisualFrac – отечественная система управления оборудованием ГРП»**. Было рассказано о возможностях программно-аппаратного комплекса VisualFrac, одним из конкурентных преимуществ которого перед зарубежными разработками является задействование международной системы единиц СИ.

Заместитель директора по ГРП ООО «ЛениногорскРемСервис» **П.С. Демакин**

Belorussian enterprise CJSC Novinka has long and successfully cooperated with NOV FIDMASH. Its brainchild **"Flaw detector DT1 – a modern and effective means of monitoring the state of coiled tubing"** was presented by the chief designer of CJSC Novinka **S.A. Atrushkevich**. The flaw detector is designed to assess the technical condition of coiled tubing with a diameter of 38.1 to 50.8 mm (detection and assessment of defects and measurement of geometric parameters) used in coiled tubing units, including in accordance with paragraph 1030 of the Federal Norms and Rules in the Field of Industrial Safety "Safety rules in the oil and gas industry", according to which coiled tubing units should be equipped with a pipe thinning control system. Conducting coiled tubing flaw detection in real time allows you to monitor the dynamics of its wear and thereby optimize the life of the tube and prevent accidents during work.

The speaker listed the composition and technical characteristics of the flaw detector, described the types of detected defects. Specially developed software provides recording and display of information received. Field tests were conducted on a coiled tubing unit, which confirmed the compliance of the device with the parameters laid down in the terms of reference and showed that the developed device is at the level of the best foreign analogues. The first flaw detector samples have already been delivered to customers.

е reports of guests – representatives of companies using equipment manufactured by NOV FIDMASH were focused on the opportunities and advantages that technologically provide advanced technical solutions of the enterprise, coupled with the best practices of the users themselves.

Deputy Director of TagraS-RemService LLC – Head of AktyubinskRemService **R.M. Akhmetshin** talked about **"The experience of conducting the multi-stage fracturing in cemented shanks and the technology of drilling side branches in horizontal wells."**

P.V. Revyakov, 1st category industrial engineer, Department of Innovative Technologies Development, BelNIPIneft Institute of the State-owned Belorusneft Production Association, highlighted **"Test results of a recording cable head for geophysical surveys and flushing of oil and gas horizontal wells"**.

General Director of Ural-Design-Group LLC **V.N. Shumakov** described the **"Mission of the companies of the Ural-Design Group"**. The speaker spoke about the main coiled tubing technologies and EOR technologies used by the company, and about promising areas of development, including directional coiled tubing drilling using the SNB 89-76M directional drilling system developed by CJSC Novinka.

As announced in the welcoming speech, the Director General of NOV FIDMASH A.V. Linevich, the entire section of the conference program was devoted to digitalization and automation of manufactured equipment – the most urgent problems of modern engineering and the strategic direction of the development of Belarus, positioning itself as an IT country.

Мы, как подрядчики, имеем здесь возможность направлять вектор дальнейшего развития, обсуждать с предприятием-производителем, какое оборудования будет востребовано в ближайшем будущем и понадобится нам для работ, которые намечаются.

We, as contractors, have the opportunity here to direct the vector of further development, to discuss with the manufacturer what equipment will be indemand in the near future and we will need it for the work that is planned.

выступил с докладом **«Цифровизация как инструмент управления оборудованием ГРП»**.

Об инструменте для работы через НКТ, оборудовании по заканчиванию скважин, ловильным работам и КРС, предоставляемом компанией «Топ Тулз Рус», доложил ее исполнительный директор **В.М. Ерченко**.

Комплексному страхованию для предприятий нефтегазового комплекса было посвящено сообщение вице-президента по работе с предприятиями топливно-энергетического комплекса ПАО САК «Энергогарант»

Р.Я. Игилова.

Исполнительный директор ICoTA-Россия **А.Н. Грибов** рассказал об обучающих семинарах по новейшим технологиям ГНКТ и ГРП, которые по запросу сервисных компаний готовы на местах проводить компетентные отечественные и иностранные лекторы, приглашаемые ICoTA-Россия.

Дискуссию **«Сервисное обслуживание: вопросы – ответы. Актуальные вопросы и ошибки эксплуатирующих организаций при работе на колтюбинговом оборудовании»** модерировал начальник отдела сервиса СЗАО «ФИДМАШ» **А.М. Волков**.

Бурную дискуссию **«Организация гарантийного и сервисного обслуживания шасси МЗКТ в Российской Федерации»** инициировал генеральный директор ООО Техно-Транс – официального дилера и сервисного центра Минского завода колесных тягачей на территории РФ – **П.М. Кукало**.

Знакомство с процессом производства шасси, на которых монтируется «верхнее» нефтегазосервисное оборудование, состоялось в процессе посещения участниками конференции Минского завода колесных тягачей.

15-я Потребительская конференция СЗАО «ФИДМАШ» по вопросам эксплуатации колтюбингового, насосного, азотного оборудования и оборудования для ГРП завершилась. Как сформулировал один из ее гостей, заместитель директора ООО «ТаграС-

The report of the Deputy Chief Designer – Head of Systems Bureau of NOV FIDMASH **A.A. Glyatsevich** was focused on further development and new features of the already popular **Fidmash-Online** service, which appeared two years ago and has been actively used since then.

As announced in the welcoming speech, the Director General of NOV FIDMASH **A.V. Linevich**, the entire section of the conference program was devoted to digitalization and automation of manufactured equipment – the most urgent problems of modern engineering and the strategic direction of the development of Belarus, positioning itself as an IT country.

Leading electronic engineer **A.N. Davydov** spoke about **new control systems with equipment automation elements of NOV FIDMASH**. The report dealt with automation of the entire range of facilities manufactured by the enterprise (nitrogen, pump, nitrogen-pump, coiled tubing).

Deputy Chief Designer of CJSC Novinka **N.N. Klubnikov** voiced the report **"VisualFrac – a domestic hydraulic fracturing equipment control system."** It was told about the capabilities of the VisualFrac software and hardware complex, one of the competitive advantages of which over foreign developments is the use of the international SI unit system.

Deputy Director for hydraulic fracturing, LLC LeninogorskRemServis **P.S. Demakin** made a presentation entitled **"Digitalization as a tool for managing hydraulic fracturing equipment"**.

Top Tools Rus executive director **V.M. Erchenko** reported on a tool for working through tubing, equipment for well completion, fishing operations and cattle provided by Top Tools Rus.

Comprehensive insurance for oil and gas enterprises was addressed by the message of the Vice President for work with enterprises of the fuel and energy complex of PJSC SJSC Energogarant by **R.Ya. Igilov**.

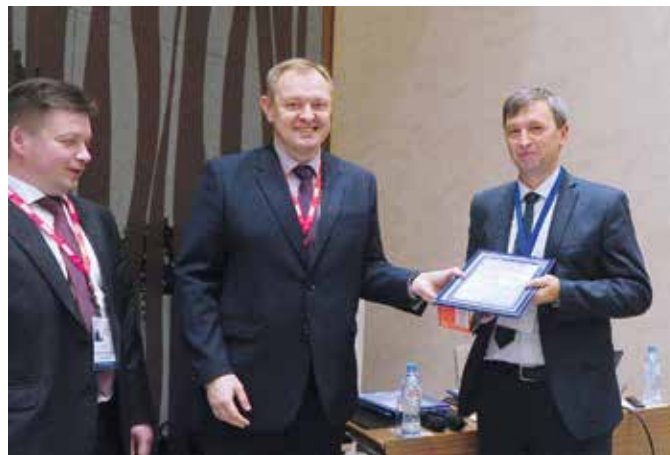
Executive Director of ICoTA-Russia **A.N. Gribov** spoke about training seminars on the latest CT and fracturing technologies, which, at the request of service companies, are ready to conduct competent local and foreign lecturers invited by ICoTA-Russia.

The discussion **"Service: questions and answers. Actual issues and errors of operating organizations when working on coiled tubing equipment"** was moderated by **A. M. Volkov**, Head of the Service Department, NOV FIDASH.

The heated discussion **"Organization of warranty and service maintenance of the MZKT chassis in the Russian Federation"** was initiated by the General Director of Tekhno-Trans LLC, the official dealer and service center of the Minsk Wheel Tractor Plant in the Russian Federation, **P.M Kukalo**.

Acquaintance with the production process of the chassis, on which the "upper" oil and gas service equipment is mounted, took place during the visit by the conference participants to the Minsk Wheel Tractor Plant.

The 15th Consumer Conference of NOV FIDMASH



РемСервис» – начальник предприятия «АктюбинскРемСервис» **Р.М. Ахметшин**: «Потребительские конференции – это обсуждение оборудования, которое мы эксплуатируем. Мы, как подрядчики, имеем здесь возможность направлять вектор дальнейшего развития, обсуждать с предприятием-производителем, какое оборудования будет востребовано в ближайшем будущем и понадобится нам для работ, которые намечаются. Такие конференции должны быть всегда!».

Не сомневаемся, что конструктивный диалог между производителями оборудования и его пользователями не прервется. Гостеприимный Минск для него открыт.

Аналитическая группа журнала
«Время колтюбинга. Время ГРП»

on the operation of coiled tubing equipment, pumping, nitrogen equipment and hydraulic fracturing equipment has ended. As one of her guests formulated, the deputy director of TagraS-RemServis LLC – the head of the AktyubinskRemServis enterprise **R.M. Akhmetshin**: “Consumer conferences are a discussion of the equipment that we operate. We, as contractors, have the opportunity here to direct the vector of further development, to discuss with the manufacturer what equipment will be in demand in the near future and we will need it for the work that is planned. Such conferences should always be!”

We have no doubt that the constructive dialogue between equipment manufacturers and its users will not be interrupted. Hospitable Minsk is open for it.

Analytical Group of the Coiled Tubing Times

Your complete coiled tubing solution.

CTES™

Моделирующее
программное
обеспечение



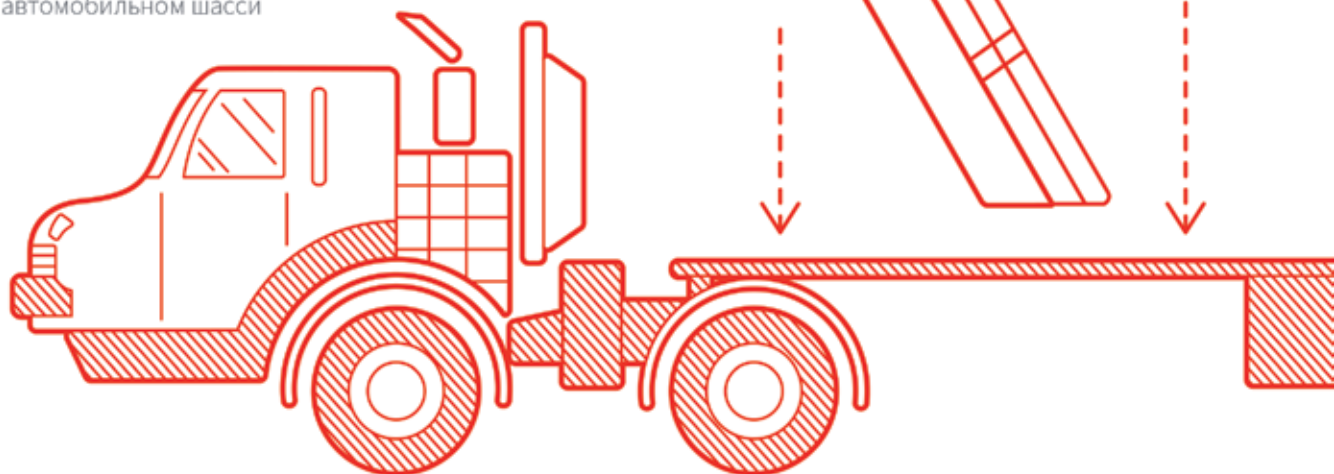
Quality Tubing™

Колтюбинговые трубы
(ГНКТ)



Fidmarsh™

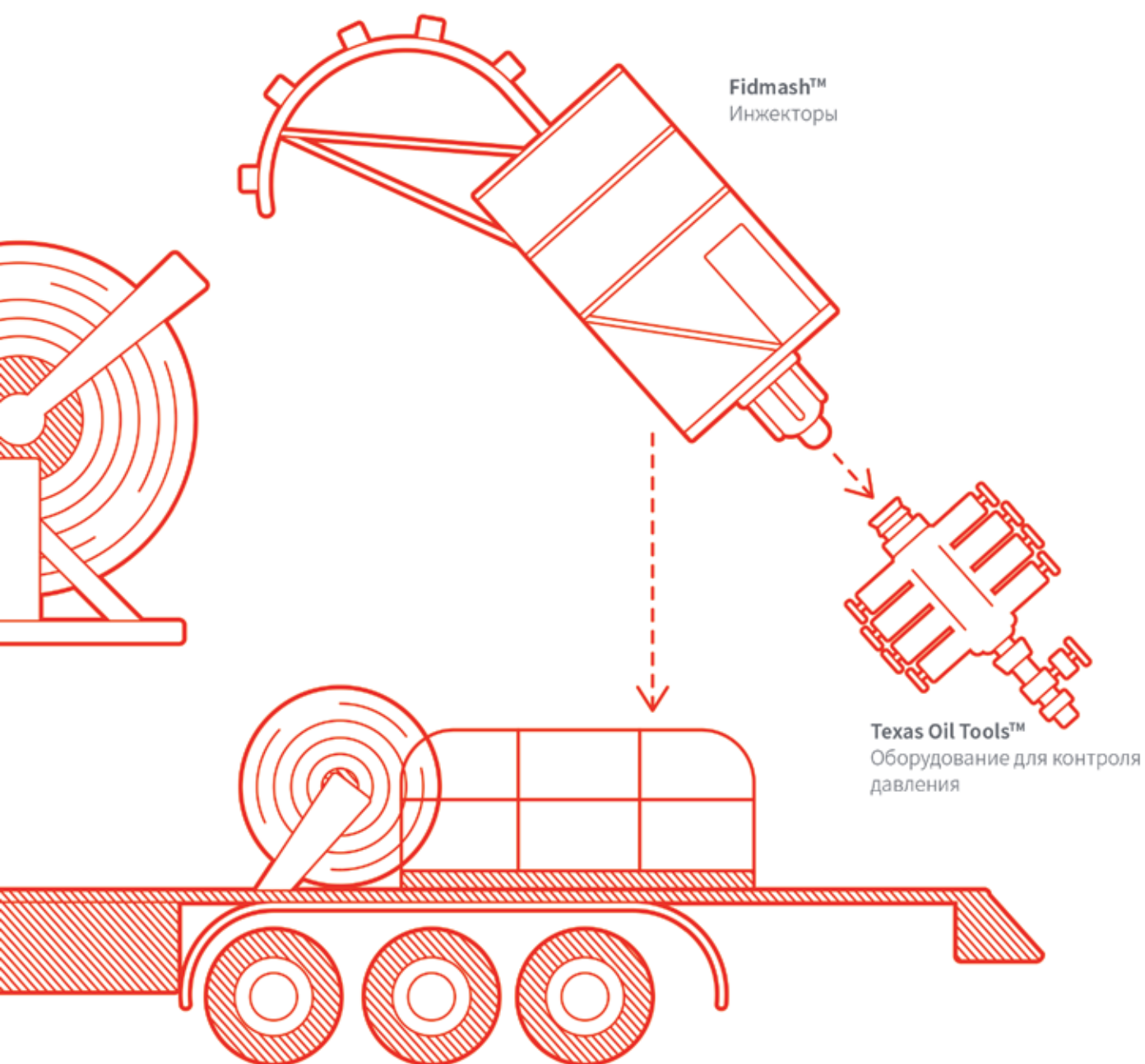
Колтюбинговая установка, смонтированная
на автомобильном шасси



We're your single-source provider, offering you reliable products to help you succeed in your operations.

Visit us at www.nov.com/coiledtubing

Ваш полный комплект кольтюбинговых решений.



Мы предоставляем все необходимое единым пакетом, предлагая надежную продукцию, которая поможет добиться успеха в вашей деятельности.

Подробнее на сайте www.nov.com/coiledtubing

Результаты испытаний регистрирующей кабельной головки для геофизических исследований и промывки горизонтальных нефтегазовых скважин

Test Results of the Recording Cable Head for Logging and Cleanout Operations in Horizontal Oil and Gas Wells



П.В. РЕВЯКОВ, инженер-технолог 1-й категории отдела развития инновационных технологий, Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти

P. REVYAKOV, the 1st category production technologist at the Department of Innovative Technologies Development, Belarusian Oil Research and Design Institute

Слайд 1

РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» с 2007 года эксплуатирует колтюбинговые установки и оборудование СЗАО «ФИДМАШ». В 2018 году была поставлена установка типа МК-30Т-10 на базе шасси МЗКТ с тяговым усилием инжектора 27 тонн и возможностью работы с ГНКТ диаметром 38,1 мм, длиной до 6200 м. Эта колтюбинговая установка выполняет колтюбинговые операции на внешнем сервисе.

Слайд 2

В 2012 году в РУП «Производственное объединение «Белоруснефть»

Slide 1

State Production Association Belorusneft has been operating coiled tubing units and equipment manufactured by FIDMASH CJSC since 2007. In 2018, FIDMASH CJSC supplied a MK-30T-10 CT unit based on MZKT chassis with a 27-tons injector pull force and the ability to work with coiled tubing with a diameter of 38.1 mm and a length of up to 6,200 m. This coiled tubing unit performs coiled tubing operations as an external service.

Установка колтюбинговая МК-30Т-10 (2018 г. п.)

1

Базовое шасси – МЗКТ-652760.

Масса полная, не более – 59 000 кг.

Максимальное рабочее давление – 70 МПа.

Максимальное тяговое усилие инжектора: FM127 – 270 кН.

Диаметр ГНКТ – до 44,45 мм.

Максимальная длина ГНКТ на барабане:

– при диаметре ГНКТ 38,1 мм, толщине стенки 3,4 мм – 5500 м;

– при диаметре ГНКТ 38,1 мм, переменной толщине стенки и диаметре сердечника барабана 1600 мм – 6200 м;

– при диаметре ГНКТ 44,45 мм – 4100 м.



СЗАО «ФИДМАШ» была поставлена подобная колтюбинговая установка МК-30Т-10 на базе шасси МЗКТ с тяговым усилием инжектора 27 тонн, которая выполняет сервисные работы за рубежом.

Слайд 3

На нефтяных месторождениях РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» с 2007 года колтюбинговые работы на скважинах проводятся с установкой МК-30Т тяговым усилием инжектора 36 тонн.

С помощью модернизированной МК-30Т в Беларуси ведутся работы не только согласно геолого-техническим мероприятиям, но и опытно-промышленные испытания нового

Slide 2

In 2012, a similar coiled tubing unit MK-30T-10 based on MZKT chassis with a 27-tons injector pull force was supplied by CJSC FIDMASH to Production Association Belorusneft. Currently, this unit performs service operations abroad.

Slide 3

Since 2007 coiled tubing operations at oil fields of Production Association Belorusneft have been performed with MK-30T unit with an injector pull force of 36 tons.

Upgraded MK-30T is used not

Установка колтюбинговая МК-30Т-10 (2012 г. п.)

2

Базовое шасси – МЗКТ-65276.

Масса полная, не более – 59 000 кг.

Максимальное рабочее давление – 70 МПа.

Максимальное тяговое усилие инжектора: FM127 – 270 кН.

Диаметр ГНКТ – до 44,45 мм.

Максимальная длина ГНКТ на барабане:

– при диаметре ГНКТ 38,1 мм – 6200 м;

– при диаметре ГНКТ 44,45 мм – 4100 м.



оборудования, техники и колтюбинговых технологий. Информация о результатах наземных и внутрискважинных испытаниях регистрирующей кабельной головки (РКГ) разработки БелНИПИнефть будет предоставлена на следующих слайдах.

Слайд 4

В последнее время чаще вводятся в эксплуатацию горизонтальные скважины с протяженностью горизонтального участка более 500 м, где наиболее эффективным способом доставки геофизических приборов в скважины является доставка приборов с помощью ГНКТ. Однако в горизонтальных скважинах до или в процессе геофизических работ иногда требуется выполнить

only for standard well interventions, but also for pilot testing of new equipment, machinery and coiled tubing technologies in Belarus. Information on the results of surface and downhole tests of the recording cable head developed by BelNIPIneft will be provided on the following slides.

Slide 4

Horizontal wells with the length of horizontal section of more than 500 m have been recently commissioned more often. The most effective technology to convey logging tools in these wells is coiled tubing.

Установка колтюбинговая МК-30Т (2007 г. п.)

Транспортная база – полуприцеп МЗКТ-99892.
 Масса полная, не более – 59 000 кг.
 Максимальное рабочее давление – 70 МПа.
 Максимальное тяговое усилие инжектора: FM 236 – 360 кН.
 Диаметр ГНКТ – до 60,3 мм.
 Максимальная длина ГНКТ на барабане: при диаметре ГНКТ 60,3 мм (толщина стенки – 4,45 мм) – 3150 м.
 В 2018 году выполнено обновление оборудования: инжектор FM 236;
 герметизатор ГТ 100-70; измерительно-регистрирующий комплекс СКР-43-20.



технологические операции: промывку насосно-компрессорных труб (НКТ) и забоя скважины (обеспечение дохождения приборов до интервала исследований); исследование скважины с вызовом притока (закачка азота).

Поэтому было принято решение разработать внутрискважинное оборудование, которое позволит проводить геофизические исследования со стандартными геофизическими приборами, а также выполнять промывку, вызов притока нефтегазовых скважин с регистрацией забойных параметров в режиме реального времени с применением одной ГНКТ, оснащенной геофизическим кабелем.

Для достижения этой цели выполнены работы: оснащение гибкой трубы ►

However, in horizontal wells before or during logging operation, it is sometimes necessary to perform technological operations: tubing and bottomhole cleanout (ensuring that tools reach the testing interval); well testing with nitrogen lifting.

Therefore, it was decided to develop downhole equipment which will allow to perform logging operations with standard logging tools and carry out cleanout and nitrogen lifting with the ability to monitor downhole parameters in real time using a single coiled tubing equipped with a logging cable.

To achieve this goal the following operations were performed: ►

Цель разработки оборудования

4

Цель: разработка оборудования, позволяющего с применением одной ГНКТ обеспечить выполнение:

- ГИС со стандартными геофизическими приборами по кабельному каналу связи;
- промывку скважины с регистрацией забойных параметров в режиме реального времени.

Для достижения цели выполнены работы:

- оснащение ГНКТ геофизическим кабелем с применением кабельного инжектора;
- разработка, изготовление регистрирующей кабельной головки (РКГ) для возможности присоединения стандартных геофизических приборов или промывочных насадок.



геофизическим кабелем с применением кабельного инжектора; разработка и изготовление специализированной регистрирующей кабельной головки (РКГ) для присоединения стандартных геофизических приборов, а также промывочных насадок.

equipping the coiled tubing with a logging cable using a cable injector; development and manufacture of a specialized recording cable head for connection of standard logging tools and cleanout nozzles.

Слайд 5

В состав РКГ входят следующие модули:

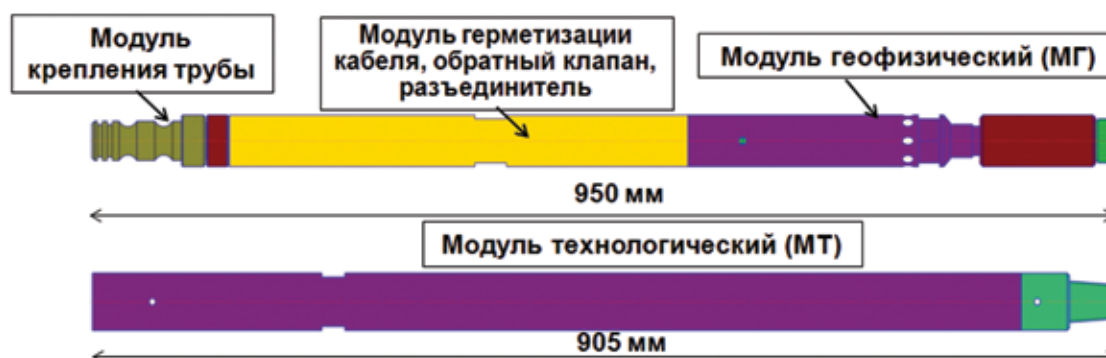
- модуль крепления трубы и кабеля обеспечивает присоединение РКГ к ГНКТ, фиксацию геофизического кабеля;
- модуль герметизации обеспечивает герметизацию жил геофизического кабеля;
- аварийный механический разъединитель обеспечивает освобождение ГНКТ с

Slide 5

Recording cable head includes the following modules:

- The connection module provides connection of a cable head to the coiled tubing and installation of the logging cable;
- The sealing module ensures the sealing of the cores of the logging cable;

Состав и технические характеристики РКГ



Технические характеристики:

- ✓ Наружный диаметр: **38–42 мм.**
- ✓ Количество жил геофизического кабеля: **1 шт.**
- ✓ Наружный диаметр геофизического кабеля: **5,5–10 мм.**
- ✓ Максимальная температура эксплуатации: **120 °С.**
- ✓ Максимальное давление эксплуатации: **40 МПа.**
- ✓ Тип рабочей жидкости: **техническая вода, нефть, пенные системы.**

- кабелем в случае прихвата геофизических приборов;
- модуль геофизический обеспечивает крепление геофизического прибора и передачу по геофизическому кабелю забойных параметров, определяемых прибором, в данном модуле предусмотрены каналы для циркуляции жидкости и закачки азота через ГНКТ;
 - модуль технологический обеспечивает измерение и передачу в режиме реального времени следующих параметров (забойное давление, забойная температура, контроль и фиксация муфтовых соединений НКТ и эксплуатационных колон, глубина спуска прибора) с возможностью циркуляции газожидкостных смесей через ГНКТ и промывочные насадки.

- The emergency mechanical disconnect ensures the release of the coiled tubing and cable in case of sticking of logging tools;
- The logging module provides logging tool installation and transfer of downhole parameters via a logging cable. This module provides channels for fluid circulation and nitrogen injection via coiled tubing;
- The technological module provides real-time measurement and transfer of the following parameters (bottomhole pressure, bottomhole temperature, depth of tubing and production strings couplings, logging tool depth) with the ability to circulate gas-liquid mixtures

Технологические преимущества РКГ

6

1. Применяя один узел намотки ГНКТ с геофизическим кабелем, возможно выполнить: технологические операции (промывка), ГИС, вызов притока с закачкой азота в ГНКТ.
2. Проводится регистрация муфт лифтовой и эксплуатационной колонн скважины, т.е. получение подтверждения достижения забоя без привлечения геофизической партии.
3. В процессе освоения скважин осуществляется контроль забойных параметров (глубина, забойное давление, забойная температура) в режиме реального времени.
4. Конструкция РКГ обеспечивает целостность кабеля при аварийной ситуации.



Передача параметров осуществляется по кабельному каналу связи и поступает на модуль наземный, обеспечивающий прием и регистрацию забойных параметров от модуля технологического, а также его электропитание через геофизический кабель. Контроль и обработку измеренных параметров выполняет программное обеспечение SkadScope (разработка БелНИПИнефть).

Слайд 6

При оценке применения РКГ выявлены технологические преимущества разработанного внутрискважинного оборудования.

through the coiled tubing and cleanout nozzles.

Parameters are transferred via the cable to the surface module, which ensures the reception and recording of downhole parameters from the technological module, as well as its power supply via a logging cable. Control and processing of measured parameters is performed by SkadScope software (BelNIPIneft development).

Slide 6

Results of the recording cable head testing demonstrated the technological advantages of the developed downhole equipment.

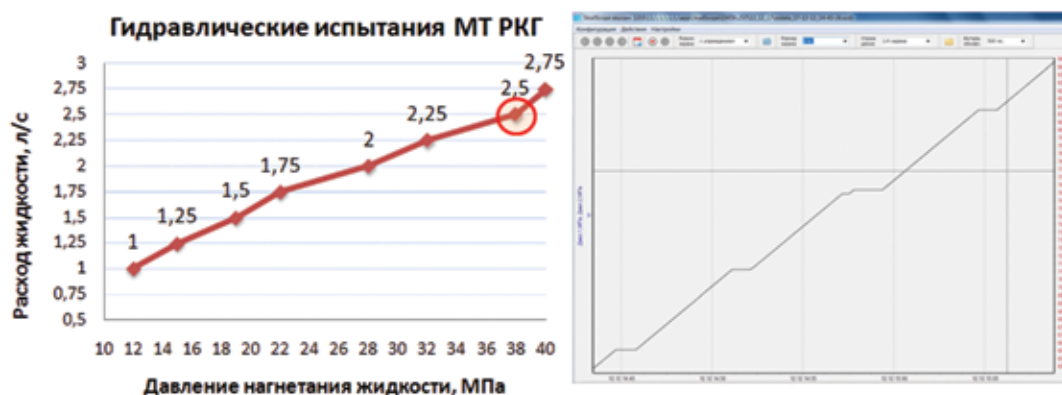
Стендовые испытания РКГ

7

Монтаж МГ и МТ РКГ с ГНКТ Ø 38,1 мм (длина – 5100 м, hст – 3,4 мм), оснащенной кабелем Ø 5,6 мм.

Результаты:

1. Подтверждена связь МГ РКГ с геофизическим прибором и системой контроля работ СКР колтюбинговой установки МК-30Т.
2. Определены гидравлические потери при прокачке жидкости через ГНКТ и МТ РКГ.
3. Выполнена опрессовка РКГ давлением 40 МПа.
4. Проверена работоспособность программного обеспечения SkadScore для работы с РКГ.



Слайд 7

До внутрискважинных работ проводились наземные испытания разработанного оборудования. Произведен монтаж модуля геофизического и модуля технологического РКГ на ГНКТ диаметром 38,1 мм (длина – 5100 м, толщина стенки – 3,4 мм), оснащенной кабелем Ø 5,6 мм. Наземные испытания выполнены успешно, что подтверждают результаты испытаний.

Слайд 8

После наземных испытаний приступили к внутрискважинным испытаниям РКГ. На одной из скважин проводилась промывка парафиновой пробки в НКТ с последующим

Slide 7

Prior to well intervention, surface tests of the developed equipment were carried out. The logging module and the technological module of the recording cable head were installed on the coiled tubing with a diameter of 38.1 mm (length – 5100 m, wall thickness – 3.4 mm) equipped with a cable Ø 5.6 mm. Surface tests have been successfully performed, which is confirmed by the test results.

Slide 8

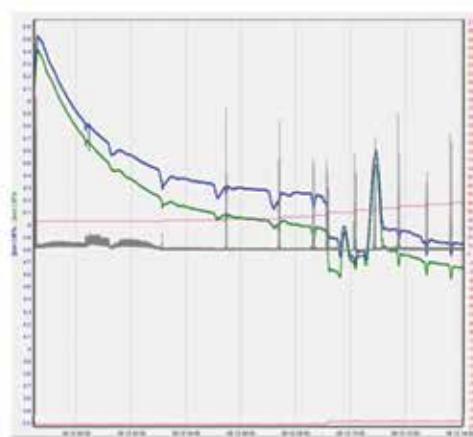
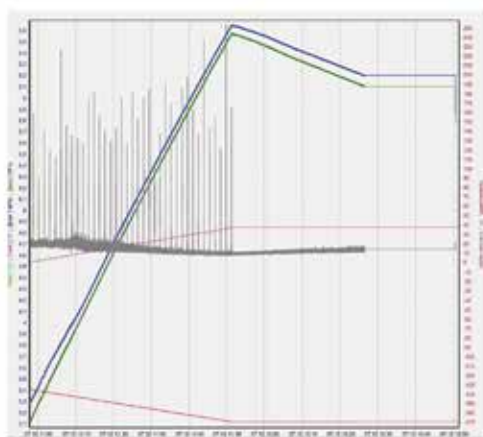
After the surface tests, the recording cable head was tested in wellbore

Исследование скважин с АНПД (нагнетание азота в ГНКТ)

8

Результаты применения РКГ:

1. Выполнено освоение: компрессирование скважины с АНПД с закачкой азота в ГНКТ Ø 38,1 мм, оснащенной геофизическим кабелем Ø 5,6 мм и РКГ. **Режимы компрессирования:** расход азота 15–15,5 м³/мин, давление нагнетания азота в ГНКТ Ø 38,1 мм составило 6,2–8 МПа.
2. Применение МТ РКГ позволило провести исследования в скважине с АНПД, получить данные о забойном давлении, забойной температуре, количестве и глубине установки муфтовых соединений НКТ Ø 73 мм в режиме реального времени.
3. В процессе СПО РКГ было зафиксировано 210 муфт НКТ Ø 73 мм при скорости подъема ГНКТ Ø 38,1 мм до 550 м/ч. Число зафиксированных муфт соответствует глубине работы в процессе компрессирования, выполнена привязка РКГ по глубине выполнения работ.



выполнением геофизических исследований. Также были сделаны гидродинамические исследования скважин с аномально низким пластовым давлением. На скважинах с аномально низким пластовым давлением выполняли исследование (компрессирование) скважины с закачкой азота в ГНКТ, оснащенной геофизическим кабелем через РКГ.

В процессе работ применение технологического модуля РКГ позволяло получать данные о забойном давлении, забойной температуре, количестве и глубине установки муфтовых соединений НКТ в режиме реального времени.

conditions. One of the wells needed a wax plug cleanout in the tubing with subsequent logging operation. The recording cable head was also used for testing of wells with abnormally low reservoir pressure. Testing of these wells was performed with nitrogen injection into the coiled tubing equipped with a logging cable with the recording cable head.

The application of the technological module of the recording cable head allowed to obtain data on bottomhole pressure, bottomhole temperature, number and depth of tubing couplings in real time.

Выполнение ГИС в горизонтальных скважинах

9

Результаты применения РКГ в процессе ГИС на ГНКТ Ø 50,8 мм (длина 4000 м, ист – 4,45 мм), оснащенной кабелем геофизическим Ø 9 мм:

1. Применение МГ РКГ позволяло проводить прямую промывку через ГНКТ Ø 50,8 мм, оснащенную геофизическим кабелем Ø 9 мм, с вызовом циркуляции тех. жидкости в процессе СПО шаблона и геофизического прибора без смены узлов намотки ГНКТ.
2. Выполнен комплекс ГИС с применением геофизических приборов (АИНК-43, КСА-Т12-43, МИДК-ГК-42 – присоединительный разъем типа НКБ 36) в горизонтальных участках стволов скважин длиной до 600 м.



Слайд 9

В последующем были продолжены работы с РКГ на скважинах с горизонтальными участками длиной до 600 м. На ГНКТ диаметром 50,8 мм (длина – 4000 м, толщина стенки – 4,45 мм), оснащенной кабелем геофизическим диаметром 9 мм с РКГ, проводили шаблонирование скважины и комплекс ГИС с геофизическими приборами разного типа. На некоторых скважинах при получении посадок в процессе спуска шаблона и геофизического прибора применение РКГ позволяло проводить промывку ствола скважины без смены узлов намотки ГНКТ.

Slide 9

Later on, the recording cable head was used in wells with horizontal sections up to 600 m long. Drifting run and logging runs with different logging tools were performed with a 50.8 mm diameter coiled tubing (length – 4000 m, wall thickness – 4.45 mm) equipped with a logging cable with a 9 mm diameter with the recording cable head. In some wells there were slack-off incidents during the drifting run and logging run. The recording cable head allowed to perform wellbore cleanout without changing the coiled tubing units.

Общие результаты работ с РКГ

10

1. В полном объеме выполнены стендовые наземные испытания РКГ и программного обеспечения SkadScore.
2. В процессе скважинных работ применение РКГ позволило:
 - 2.1. Обеспечить промывку парафиновой пробки в НКТ с записью параметров в режиме реального времени (забойное давление, забойная температура, глубина расположения муфтовых соединений НКТ при спуске и подъеме ГНКТ).
 - 2.2. Провести компрессирование скважин с низким гидростатическим уровнем жидкости при закачке азота в ГНКТ, оснащенной геофизическим кабелем с контролем внутрискважинных параметров в режиме реального времени.
 - 2.3. Провести геофизические работы в скважинах с горизонтальными участками до 600 м.
 - 2.4. **Исключить дополнительные финансовые затраты:**
 - амортизация и транспортные расходы на доставку дополнительного оборудования (ГНКТ без кабеля и дополнительного узла намотки ГНКТ);
 - затраты на дополнительные работы бригады при смене узлов намотки ГНКТ, переподключении гидравлической системы управления узлов намотки ГНКТ;
 - работа крана грузоподъемностью (более 60 тонн) для смены узлов намотки ГНКТ.

Слайд 10

По результатам работ за 2018-2019 год можно с уверенностью сказать, что применение РКГ позволяло:

- обеспечивать промывку парафиновой пробки в НКТ и последующее выполнение ГИС;
- проводить компрессирование скважин с низким гидростатическим уровнем жидкости при закачке азота в ГНКТ, оснащенной геофизическим кабелем;
- проводить геофизические работы в скважинах с горизонтальным участком длиной до 600 м.

Также применение РКГ на скважинах позволило исключить дополнительные финансовые затраты. ☉

Slide 10

Based on the results of operations in 2018-2019, it's safe to say that the use of the recording cable head allowed to perform the following operations:

- Cleanout of paraffin plugs in tubing and subsequent logging;
- Nitrogen lifting in wells with low hydrostatic fluid level with nitrogen injection into the coiled tubing equipped with a logging cable;
- Logging operations in wells with horizontal lengths up to 600 m.

In addition, the use of the recording cable head allowed to avoid additional costs. ☉



- 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
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, contact@packer-tools.ru

Три основных правила безопасности при выполнении работ с ГНКТ

Three Basic Safe Operating Practices for Coiled Tubing Operations

Годвин Чидибере НВАФОР, полевой супервайзер/консультант (супервайзер КРС и ГНКТ); «Нэшнл Петролеум Сервисез» (NPS), Саудовская Аравия; степень бакалавра (Химическая технология), диплом о послевузовском образовании (Проектирование трубопроводов)

Godwin Chidiebere NWAFOR, Oilfield Engineering Supervisor/Consultant (Pressure Pumping & CT Pumping Supervisor); National Petroleum Services (NPS), Saudi Arabia; Higher National Diploma (HND) – Bachelor's Degree Equivalent (Chemical Engineering) & Post Graduate Diploma (Piping Design Engineering)

Годвин Чидибере Нвафор занимает должность «полевой супервайзер/консультант». Он оказывает консультационные услуги для компании «Нэшнл Петролеум Сервисез» (NPS) в Даммане (Саудовская Аравия). Услуги включают в себя операции по закачке под давлением, кислотные обработки на ГНКТ, управление проектами, координацию работ и полевой супервайзинг. Перед этим Годвин 2 года работал в качестве консультанта в Нигерии на работах по цементированию скважин и закачке под давлением для различных клиентов. Ранее Годвин работал 6 лет в компании «Шлюмберге» в Нигерии. Сначала он работал на позиции полевого специалиста, на которой обеспечивал супервайзинг и выполнение работ по цементированию скважин на суше, на шельфовых и глубоководных проектах. Затем он работал на позиции сервисного координатора в Центре планирования внутрискважинных работ в Порт-Харкоте (Нигерия). В обязанности входило управление активами, управление складским хозяйством; полевое сопровождение работ по цементированию скважин.

Диплом о высшем образовании государственного образца (степень бакалавра) по специальности «химическая технология» Годвин получил в 2008 году в Институте менеджмента и технологий (IMT) в Энугу (Нигерия). Диплом о послевузовском образовании по специальности «проектирование трубопроводов» он получил в 2012 году в Технологическом институте в штате Махараштра (Индия). Степень магистра делового администрирования по специальности «управление проектами» он получил в 2016 году в Открытом университете Венкатешвара в Итанагаре (Индия).

Годвин является членом следующих профессиональных сообществ: член – Американский институт инженеров-химиков; зарегистрированный инженер в химической технологии – совет по управлению производством Нигерии (COREN); член – Общество инженеров (SOE), Великобритания; член – Международная ассоциация инженеров (IAENG), Гонконг; практикующий специалист – Чартерный институт качества (CQI), Великобритания; профессиональный инженер – Общество профессиональных инженеров (SPEng), Великобритания; менеджер проекта (MPM®) – Американская академия управления проектами (AAPM®); специалист – Международный институт управления рисками и безопасностью (IIRSM), Великобритания.



Godwin Chidiebere Nwafor is an Oilfield Engineering Supervisor/Consultant currently providing consulting services for National Petroleum Services (NPS) in Dammam, Saudi Arabia. Areas of services include pressure pumping operations, acid stimulation through coiled tubing, project management, service coordination and wellsite supervision. Prior to this, Godwin spent 2 years as an Oilfield Consultant in Nigeria working on well cementing operations and pressure pumping services for various clients. Previously, he spent 6 years with Schlumberger Plc. in Nigeria working initially as a Well

Services Field Specialist providing wellsite supervision and execution of well cementing operations and services in land, swamp, off-shore and deep-water rig installations. Lastly, he was the Operations Service Coordinator for the Well Services Operations Planning Center (OPC) based in Port Harcourt Nigeria providing asset planning, inventory control, field support, and operations support for Cementing Services.

Godwin earned a Higher National Diploma – HND (US Bachelors Degree Equivalent) in Chemical Engineering from the Institute of Management & Technology (IMT) Enugu, Nigeria in 2008; a Post Graduate Diploma (PGDip) in Piping Design Engineering from the Maharashtra Institute of Technology (MIT) Pune, India in 2012, and an Executive MBA in Project Leadership & Management from the Venkateshwara Open University Itanagar, India in 2016.

Godwin is affiliated to the following professional organization; Member – American Institute of Chemical Engineers (AIChE); Registered Chemical Engineering Technologist – Council for the Regulation of Engineering in Nigeria (COREN); Member – Society of Operations Engineer (SOE) UK; Member – International Association of Engineers (IAENG) Hong Kong; Practitioner – Chartered Quality Institute (CQI) UK; Fellow & Professional Engineer – Society of Professional Engineers (SPEng) UK; Fellow & Master Project Manager (MPM®) – American Academy of Project Management (AAPM®), and Specialist Fellow – International Institute of Risk and Safety Management (IIRSM) UK.

Введение

Предположительно, большинство аварий при выполнении работ с ГНКТ происходит во время спуска ГНКТ в скважину. Наиболее распространенной проблемой является спиральный изгиб трубы при прохождении через какое-либо препятствие в стволе скважины либо при изменении внутреннего диаметра или профиля скважины. Вероятность возникновения спирального изгиба зависит от толщины стенки гибкой трубы, а также от диаметра и размера НКТ или обсадной колонны.

Перед спуском ГНКТ в скважину следует убедиться, что на месте работ в свободном доступе имеется следующая информация:

1. Подробная информация о предварительной работе по спуску шаблона.
2. Схема компоновки низа колонны с указанием размеров.
3. Профиль ствола скважины, схема компоновки заканчивания и история работ на скважине.
4. Данные инклинометрии.
5. Расчеты компьютерного моделирования максимальных допустимых параметров.

В случае отсутствия результатов моделирования необходимо знать значения максимально допустимого давления для НКТ и максимально допустимого тягового усилия.

При спуске ГНКТ в скважину линии дистанционного управления элементами фонтанной арматуры и скважинным клапаном-отсекателем должны быть изолированы. Задвижки фонтанной арматуры должны быть зафиксированы в открытом положении, либо линии управления задвижками должны быть перенесены на отдельную станцию управления. Скважинные клапаны-отсекатели должны быть извлечены из скважины, либо линии управления клапанами должны быть перенесены на отдельную станцию управления. Не допускается удерживать клапаны-отсекатели в открытом положении с помощью давления на устье, поскольку срабатывание давления со временем может привести к закрытию клапана.

Высокое давление на устье приводит к значительному повышению нагрузки на гибкую трубу. Величина нагрузки зависит от площади поперечного сечения трубы. Таким образом, в скважинах с высоким давлением датчик веса может показывать отрицательное значение до тех пор, пока вес ГНКТ не достигнет значения, превышающего влияние высокого давления. В таких случаях для проталкивания ГНКТ необходимо более высокое гидравлическое усилие инжектора.

Introduction

Hypothetically, most coiled tubing operational failures occur when running coiled tubing in the hole. The most common problem is buckling when the tubing hits some object or catches on a change of borehole diameter or profile. The potential for buckling is a function of the coiled tubing wall thickness, diameter, and the size of the tubing or casing that the coiled tubing is being run into.

Before running the coiled tubing into the hole, it is very important to make sure that the following information is available and accessible at the well site:

1. Details of any wireline drift run prior to coiled tubing operations.
2. Diagram of bottom hole assembly giving tool dimensions.
3. Details of any wireline drift run prior to coiled tubing operations.
4. Wellbore profile or completion diagram and well history.
5. Deviation profile of wellbore.
6. Computer simulation operating limit predictions.

In the absence of a computer operating limit prediction, the maximum allowable pressure rating of the tubing and the maximum allowable pull.

The control of remotely actuated Xmas tree (X-Tree) and subsurface safety valves (SSSV) must be isolated while coiled tubing is being run in a well. Wellhead valves may either be locked open or control transferred to a separate control skid. The Sub surface safety valves (SSSV) may be removed and sleeved, sleeved only, or control transferred to a separate control skid. They should not be held open by locking in hydraulic control pressure at the wellhead as pressure can bleed off over time and allow the valve to close.

High wellhead pressures (WHP) cause a significant up thrust on coiled tubing, which is dependent on the cross sectional area of the tubing. This means that in high pressure wells, the weight indicator will read negative until sufficient weight of coiled tubing is in the well to overcome the effect of pressure. In these situations the injector head requires a large amount of hydraulic thrust to "snub" the tubing in the well.

The thrust required from the injector reduces as more of the tubing is in the well, hence it is important to reduce the thrust setting on the injector as the tubing is run, to reduce the possibility of buckling the tubing.

Усилие инжектора, необходимое для проталкивания трубы в скважину, снижается при увеличении глубины спуска. Следовательно, для предупреждения возникновения спирального изгиба необходимо уменьшать усилие инжектора при спуске в скважину.

Во время спуска рекомендуется проводить циркуляцию через ГНКТ, поскольку любой изгиб трубы во время спуска оказывает влияние на показатели циркуляции. Признаком возникновения спирального изгиба является резкое повышение давления циркуляции. Зачастую при спиральном изгибе перед остановкой инжектора происходит нахлест одного участка трубы на другой, что приводит к осложнениям при извлечении ГНКТ.

Обеспечение контроля над скважиной, а также обеспечение целостности скважины во время работ с ГНКТ выходит за рамки простого соблюдения системы «двух барьеров безопасности», описанной в стандарте ISO 16530 – 1 «Целостность скважины. Управление жизненным циклом». Обеспечение контроля над скважиной предусматривает «комплекс технических, операционных и организационных процессов». Помимо этого, на обеспечение должного контроля над скважиной влияют такие аспекты, как: обучение и развитие персонала, опыт персонала в области оказания услуг с ГНКТ, оценка и поддержание необходимого уровня компетенций, осведомленность персонала об обстановке на скважине, детальный анализ рисков (оценка рисков на основе сценариев), политика управления изменениями и исключениями, планы ликвидации аварий, уровень и качество оказания поддержки полевому персоналу со стороны руководства.

Скорость спуска ГНКТ

Ниже представлены основные рекомендации по скорости спуска ГНКТ.

Максимально допустимая скорость спуска ГНКТ в стандартных условиях составляет 15 м/мин. При проведении геофизических исследований скорость спуска может быть выше в случае, если во время предыдущих работ в скважине не было замечено сужений ствола или препятствий. Перед работой рекомендуется проводить спуск шаблона.

При прохождении ГНКТ через сужения в стволе скважины либо через оборудование заканчивания (сдвижные муфты, ниппели или газлифтные клапаны) максимально допустимая скорость спуска составляет 3 м/мин. Снижение

It is recommended to circulate through the coiled tubing while running in hole. Should buckling occur while running in hole the pipe will form a kink that will in effect prevent circulation. If pumping liquid, this will be noticed by a rapid increase in circulating pressure. In many instances of buckling, the tubing has been folded over repeatedly before the injector has been stopped, resulting in a difficult operation to retrieve the coiled tubing.

Assuring well control and well integrity during coiled tubing operations even goes more than simply obeying the two or double barrier system/mechanism as enshrined in the ISO 16530 – 1 – Well Integrity Lifecycle Governance Standard. It involves a “combination of technical, operational and organizational processes”. It will also encompass personnel training and development, personnel experience level in relation to the specific coiled tubing operation, competency assessment and assurance, crew/personnel situational awareness at the well site, detailed risk assessment (scenario-based risk assessment), Management of Change (MoC) and Exemption procedures and policies, Contingency plans, including the level and quality of management support system available to the field operational/execution team at the well site.

Coiled Tubing Running Speed

Below are some of the general recommendations concerning CT running speed:

A maximum running speed in hole for normal operation of 50 feet per minute (15 m/minute). This may be increased, for operations such as PLTs, if the hole section has been previously traversed to ensure that no restrictions are evident, preferably after the dummy run.

A maximum running speed of 10 feet per minute (3 m/minute), when running through restrictions or completion jewelry such as sliding side doors, nipples and gas lift mandrels. This reduced running speed should be applied for 50 feet (15 m) before and 50 feet (15 m) after the position of the downhole obstruction to allow for any discrepancies in the depth readings.

Pulling out of the hole (inside tubulars) the speed is not as critical, but should be limited to a maximum of 100 feet per minute (30 m/minute). The same speed reductions as above should be applied when pulling through well conduit restrictions or in open hole. In addition, on pulling out of the hole the speed should be reduced to 10 feet per minute (3 m/minute), when within 100 feet (30 m) of the wellhead or BOP.

скорости необходимо производить за 15 м до глубины предполагаемого сужения колонны и в течение 15 м после сужения во избежание некорректного считывания глубины спуска.

При подъеме ГНКТ из скважины на участках с обсадными колоннами скорость не так критична, однако она не должна превышать 30 м/мин. При подъеме ГНКТ через сужения колонны либо в открытом стволе следует соблюдать рекомендации, описанные выше. Кроме того, скорость подъема необходимо снизить до 3 м/мин за 30 м до устья скважины.

Рекомендации по усилию инжектора

При спуске или подъеме ГНКТ следует соблюдать ограничения по максимально допустимым операционным параметрам, рассчитанным при моделировании работ. В случае отсутствия результатов моделирования необходимо следовать следующим рекомендациям:

- Во время спуска ГНКТ максимально допустимая потеря текущего веса не должна превышать 0,9 т.
- Во время подъема ГНКТ максимально допустимое тяговое усилие не должно превышать наименьшее из значений:
- 80% от предельной нагрузки на ГНКТ, определенной в результате расчета на прочность при трехосном сжатии.
- Максимально допустимое тяговое усилие, на которое рассчитан разъединитель в составе компоновки низа колонны. (В большинстве случаев для расчета соответствующих показаний датчика веса требуется компьютерное моделирование).

В случае достижения любого из вышеописанных предельных значений, прежде чем приступать к дальнейшим действиям, необходимо определить причины таких показаний датчика веса.

Расход при циркуляции

Величина расхода при циркуляции зависит от вида работ, например, промывка скважины с гидромониторной насадкой, фрезерование и др.

Чтобы обеспечить поддержание величины расхода при циркуляции в заданном диапазоне, необходимо знать значения давления смятия и давления разрыва. Величина расхода при циркуляции зависит от размера трубы. Стандартный диапазон расхода при циркуляции представлен в табл. 1. Однако для получения точного расчета величины расхода при циркуляции для конкретного вида работ следует проводить гидродинамическое моделирование. ☉

Таблица 1 – Величина расхода при циркуляции (баррель/мин) в зависимости от размера ГНКТ (дюйм)

Table 1 – Coiled Tubing Size (inch) versus Circulation Rate (bpm)

Размер ГНКТ (дюйм) Coiled Tubing Size (inch)	Расход при циркуляции (баррель/мин) Circulation Rate (bpm)
1"	0,75
1 ¼	1,40
1 ½	2,0
1 ¾	3,0

Force Considerations

Whilst running in or pulling out of the well (RIH/POOH), the safe stress/operating limits (predicted by computer simulation) must not be exceeded. If a computer prediction is not available to the CT Operator, the following limits are recommended:

- While running in the well the maximum instantaneous weight loss must not exceed 2,000 pounds less than the running weight.
- While pulling out of the well the maximum pull must not exceed the lesser of:
- 80% of the coiled tubing yield load, as determined by a triaxial equivalent stress analysis.
- The setting of any over-pull safety joint contained in the BHA. (Computer prediction is required to determine the corresponding weight indicator readings in most cases).

In the event of any of these limits being reached, the reasons for the weight indicator readings must be determined before proceeding further.

Circulation Rates

Circulation rates are dependent on the type of application and operation to be performed by the coiled tubing, e.g. solids removal during pressure jetting, motor operation, etc.

Relevant burst and collapse pressures must be known to ensure that the required circulation rate does not exceed the tubing operating envelope. Circulation rates vary dependent on the tubing size. A typical range of circulation rates are provided below in Table 1, but in principle a computer simulation of the fluid dynamics and interactions will best predict required/safe circulation rates for the particular CT application. ☉

«ИНТЕГРА»: ПЕРЕЗАГРУЗКА "INTEGRA": REBOOT

Наши собеседник – В.П. Макаров, директор Бизнес-Направления «Колтюбинг» Группы компаний «Интегра»

Беседа происходит в Минске, в офисе СЗАО «ФИДМАШ», куда Вадим Павлович с коллегами прибыли на приемку новой колтюбинговой установки.

В 1992 году окончил Пермский политехнический институт по специальности «бурение нефтяных и газовых скважин». За 25 лет в нефтянке проработал в бурении, добыче, КРС и ГНКТ. С 2014 по 2018 год – главный инженер ООО «Урал-Дизайн-ПНП». С марта 2019 года – в ООО «Интегра-Сервисы».

«Время колтюбинга»: Вадим Павлович, какую колтюбинговую установку приобретает ГК «Интегра»?

Вадим Макаров: МК30Т-50.

ВК: Это универсальная установка, предназначенная для выполнения широкого спектра внутрискважинных работ. Напомню ее основные характеристики: максимальное тяговое усилие инжектора – до 36 200 кг*с, диаметр гибкой трубы – до 60,3 мм. Монтируется на шасси – 10х10. Как Вы оцениваете возможности этой установки? Для каких целей ее планируется задействовать?

В.М.: Возможности установки МК30Т-50 значительно выше, чем у предыдущих линеек колтюбингового оборудования производства СЗАО «ФИДМАШ». Мы приобретаем МК30Т-50 под проект для компании «Салым Петролеум Девелопмент Н.В.» (СПД). Нам предстоят работы на скважинах глубиной до 5000 м, которые такой установке по силам. С ее помощью можно осуществлять широчайший спектр технологий, даже заниматься бурением. Обновив технический парк, модернизировав его мощности, мы намерены возродить потускневшую

Возможности установки МК30Т-50 значительно выше, чем у предыдущих линеек колтюбингового оборудования производства СЗАО «ФИДМАШ». Нам предстоят работы на скважинах глубиной до 5000 м, которые такой установке по силам. С ее помощью можно осуществлять широчайший спектр технологий, даже заниматься бурением.

The unit capabilities of the МК30Т-50 are significantly higher than the previous lines of coiled tubing equipment manufactured by NOV FIDMASH. We have to work on wells up to 5,000 m deep, which such a unit can handle. With its help, you can implement a wide range of technologies, even engage in drilling.

Our interlocutor is V.P. Makarov, Director of the Coiled Tubing Business Line, Integra Group of Companies

The conversation takes place in Minsk, at the office of NOV FIDMASH, where Vadim Pavlovich and his colleagues arrived to accept a new coiled tubing unit.



In 1992 he graduated from Perm Polytechnic Institute with a degree in Oil and Gas Well Drilling. For 25 years he worked in the oil industry in drilling, production, workover and coiled tubing. 2014–2018 – ch. engineer of Ural-Design-PNP LLC. Since March 2019, at Integra-Services LLC.

Coiled Tubing Times: Vadim Pavlovich, what coiled tubing system does Integra Group acquire? Vadim Makarov: МК30Т-50.

CTT: This is a universal unit designed to perform a wide range of downhole operations. Let me remind you of its main characteristics: the

maximum traction force of the injector is up to 36,200 kg*s, the diameter of the tubing is up to 60.3 mm. Mounted on the 10x10 chassis. How do you rate the capabilities of this unit? For what purposes is it planned to be used?

V.M.: The unit capabilities of the МК30Т-50 are significantly higher than the previous lines of coiled tubing equipment manufactured by NOV FIDMASH. We purchase МК30Т-50 for a project for Salym Petroleum Development N.V. We have to work on wells up to 5,000 m deep, which such a unit can handle. With its help, you can implement a wide range of technologies, even engage in drilling. Having renewed the technical park and upgraded its capacities, we intend to revive the faded glory in recent years of the through drillstem LLC, as one of the leaders in the field of Russian high-tech oil and gas service. The company's management is currently heading precisely for

в последние годы славу направления «Колтюбинг» ООО «Интегра-Сервисы» как одного из лидеров в области российского высокотехнологичного нефтегазового сервиса. Руководство компании в настоящее время держит курс именно на наращивание мощностей. Один из шагов в этом направлении – приобретение колтюбинговой установки.

ВК: Тренд на усложнение нефтесервисных работ влечет рост цен на услуги, это логично. Но обратная сторона этого – ограниченные финансовые возможности заказчика сдерживают развитие прогрессивных технологий. Как, по Вашему мнению, можно преодолеть подобное противоречие?

В.М.: С рядом наших заказчиков были проведены переговоры о том, чтобы провести опытно-промышленные испытания новых технологических решений, и они готовы предоставить скважины под внедрение этой работы, и если будет результат, то предусматривается широкое использование этих решений.

ВК: Использование каких прогрессивных технологий в Ваших ближайших планах?

В.М.: Разных... Геофизика – хотим в режиме реального времени получать и интерпретировать данные с забоя скважины, что позволит оптимизировать комплекс операций, проводимых с помощью ГНКТ. Это технология АСТive, созданная в «Шлюмберге». Также в наших планах использование технологии открытия/закрытия портов МГРП Monobor Frac System, ну и многое другое. Мы рассмотрим все предложения заказчика, дополнительные объемы работ нам сейчас очень нужны.

ВК: Вы назвали технологии, которые лет пять-семь назад пришли в Россию, если судить по программам ежегодных Международных конференций «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы», на которых о них докладывали представители соответствующих ведущих сервисных компаний. На мой взгляд, эти и другие технологии «большой четверки» получают в России широкое распространение достаточно быстро, как правило, в течение «пятилетки».

В.М.: Да, сейчас геофизика-онлайн – уже не новинка. Технология отточилась, и если раньше все думали, как запасовать геофизический кабель в гибкую трубу, то теперь это стало уже рутиной: кабель можно запасовать самим, можно купить готовую ГНКТ с запасованным кабелем, а можно взять такую трубу в аренду.

ВК: Какие услуги ГНКТ более востребованы

Руководство компании в настоящее время держит курс именно на наращивание мощностей.

The company's management is currently heading precisely for capacity building.

capacity building. One of the steps in this direction is the acquisition of a coiled tubing unit.

CTT: The trend towards the complexity of oilfield services entails an increase in

prices for services, this is logical. But the flip side of this is that the customer's limited financial capabilities hinder the development of advanced technologies. How, in your opinion, can such a contradiction be overcome?



В.М.: Negotiations were held with a number of our customers to conduct pilot tests of new technological solutions, and they are ready to provide wells for the implementation of this work, and if there is a result, these solutions will be used widely.

CTT: Do you plan using any advanced technologies in the near future?

В.М.: Yes, different types of them... Well logging – we want to receive and interpret data from the bottom of the well in real time, which will optimize the range of operations carried out using coiled tubing. This is АСТive technology created at Schlumberger. We also plan to use the Monobor Frac System multistage hydraulic fracturing open/close technology, and much more. We will consider all the offers of the customer, we now really need additional amounts of work.

CTT: You named the technologies that came to Russia five or seven years ago, judging by the programs of the Annual International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference, at which representatives of the corresponding leading service companies reported on them. In my opinion, these and other technologies of the Big Four gain ground in Russia quickly, as a rule, during the five-year period.

В.М.: Yes, geophysics-online is no longer a novelty. The

на рынке: для ГИС или для МГРП?

В.М.: И там, и там мы нужны. Без нас – никак, но будущее ГНКТ за ГИС!

ВК: Не теряют ли популярность такие стандартные колтюбинговые операции, как промывки, кислотные обработки, освоения скважин после ГРП?

В.М.: Они составляют основную массу наших работ. На подобных операциях персонал набирается опыта, который очень нужен, так как кадровый состав БН-Колтюбинг «Интегра-Сервисы» сменился на семьдесят процентов. Ребята обучатся, набьют руку, набравшись опыта, и можно браться за новые, интересные, сложные проекты.

ВК: У Вас огромный опыт работы в колтюбинге, глубокое понимание рынка. Какие технологии, по Вашему мнению, будут наиболее востребованы в России в ближайшие 5–10 лет?

В.М.: Конечно, это использование колтюбинга при проведении различных операций ГРП, ГИС. А если чуть дальше заглянуть, то, думаю, это бурение боковых стволов, строительство многоствольных скважин. Это будущее колтюбинга, следующий этап его развития. И к этому этапу уже подошли ведущие компании, они заказывают оборудование. А некоторые даже опробовали колтюбинговое бурение, и не без успеха. Через несколько лет это будет такая же привычная операция, как, допустим, четыре года назад геофизика с ГНКТ. Ну и, безусловно, будет широко использоваться весь накопленный опыт: и разбуривание портов МГРП, и промывки, и освоение скважин – весь арсенал колтюбинговых технологий! Ведь для заказчика что главное? Как можно быстрее запустить скважину и получить продукт. Мы сделаем все быстрее, чем любая бригада КРС, и в этом – основное преимущество ГНКТ.

ВК: Перспективна ли, на Ваш взгляд, такая технология, как кислотное туннелирование?

В.М.: Технология приемлема для карбонатных коллекторов, скважин-кандидатов для ее использования немного. Если имеются геологические условия для применения этой технологии, то она вполне перспективна. Основной эффект здесь происходит от объема используемой кислоты – обычно закачивается более 100 м³. Мы делали такие скважины по этой технологии, и одна из них вообще замечательно заработала, удивив заказчика.

technology has been perfected, and if earlier everyone thought how to put the geophysical cable into a coiled tubing, nowadays it has become a routine: You can reserve the cable yourself, you can buy a ready-made CT with a built-in cable, or you can rent such a tubing.

CTT: What coiled tubing services are more in demand on the market for well-logging operations or for multistage fracturing?

V.M.: Both directions need us, but I strongly believe that well-logging operations are the future of coiled tubing.

CTT: Are such standard coiled tubing operations as workover, acid treatments, and well development after hydraulic fracturing losing popularity?

V.M.: They make up the bulk of our work. In such operations, the staff gains experience, which is very necessary, because the personnel of BN-Coiltubing Integra-Services has changed by seventy percent. The crew will learn, “get their hands on it”, gain experience and you can take on new, interesting, complex projects.

CTT: You have vast experience in coiled tubing, a deep understanding of the market. What technologies, in your opinion, will be most demanded in Russia in the next 5 to 10 years?

V.M.: Surely, this is the use of coiled tubing during various hydraulic fracturing and well logging operations. And if you look a little further, then I think this is sidetracking,

construction of multilateral wells. This is the future of coiled tubing, the next stage of its development. And leading companies have already reached this stage; they are ordering equipment. And some even tested coiled tubing drilling, and not without success. In a few years, it will be the same familiar operation as, say, four years ago through drill stem logging. And of course, all the accumulated experience will be widely used: drilling of multistage hydraulic fracturing ports, cleanput, and well development – the whole arsenal of coiled tubing technologies! After all, what is the main thing for the customer? Run the well as soon as possible and get the product. We will do everything faster than any workover team, and this is the main advantage of CT.

CTT: Is a technology such as acid tunneling promising, perspective, in your opinion?

V.M.: The technology is acceptable for carbonate reservoirs, there are few candidate wells for its use. If there are geological conditions for the application of this technology, then it is quite promising. The main effect here comes from the volume of acid used – usually more than 100 м³ is pumped. We made such wells using this technology, and one of them generally

Бурение боковых стволов, строительство многоствольных скважин. Это будущее колтюбинга, следующий этап его развития. И к этому этапу уже подошли ведущие компании, они заказывают оборудование.

This is sidetracking, construction of multilateral wells. This is the future of coiled tubing, the next stage of its development. And leading companies have already reached this stage; they are ordering equipment.

ВК: Если еще недавно самой популярной фидмашевской машиной была «двадцатка», то теперь пальма первенства перешла к «тридцатке». Вы согласны с тем, что развитие технической базы несколько опережает внедрение технологий?

В.М.: Все эти машины – «десятка», «двадцатка», «тридцатка» заточены под определенные технологии. Пока не получает распространение какая-то новая технология, существующая машина всех устраивает. А как только какая-либо технология развивается, то становятся востребованы определенные параметры, и уже те работы, которые делала «двадцатка», влегкую начинает делать более мощная «тридцатка». Сейчас уже и к «пятидесятке» подходим. Параметры колтюбинговых установок рождаются от технологических потребностей. Важна также и коммерческая сторона: если компания делает только кислотные обработки, то зачем ей установка тяжелого класса, когда все может легко и быстро сделать маневренная «десятка» или «двадцатка» в зависимости от забоя скважин?

ВК: Планируете ли подключение приобретенной установки МК30Т-50 к сервису «Фидмаш-Онлайн»?

В.М.: Уже подключились. Идем в ногу со временем.

ВК: Вы сказали, что коллектив будет значительно обновлен. На каких принципах Вы формируете команду?

В.М.: Я делаю упор на людей, которых хорошо знаю, на тех, с кем начинал работать, а также на специалистов, которые прошли хорошую школу в зарубежных компаниях. Сюда со мной приехал Алексей Катин, опытный машинист, без преувеличения, легенда российского колтюбинга, которого хотели бы видеть в своих рядах практически все сервисные компании. На новом месте, в «Интегре», он, образно говоря, как инструктор. Набираем людей, а он выступает в качестве наставника.

ВК: Каких новых подходов к организации и работ потребует предстоящий проект на СПД?

В.М.: Для СПД безопасность проведения работ на первом месте, там с этим очень строго, но я всегда был за порядок – это дисциплинирует коллектив. Первое время, возможно, нам будет нелегко, но потом втянемся, привыкнем, и все станет обыденной рутинной жизни. Я за этот проект боролся, и теперь для него у нас собирается все самое лучшее: техника, технологии, специалисты.

Для заказчика что главное? Как можно быстрее запустить скважину и получить продукт. Мы сделаем все быстрее, чем любая бригада КРС, и в этом – основное преимущество ГНКТ.

What is the main thing for the customer? Run the well as soon as possible and get the product. We will do everything faster than any workover team, and this is the main advantage of CT.

worked wonderfully, surprising the customer.

CTT: If until recently the “twenty” was the most popular FIDMASH unit, now the palm has passed to the “thirty”. Do you agree that the development of the technical base is somewhat ahead of the introduction of technology?

V.M.: All these units – “ten”, “twenty”, “thirty” are sharpened for certain technologies. Until some new technology has gain some ground, the existing units would suit everyone. And as soon as any technology develops, certain parameters come into demand, and those work that the “twenty” already did, the more powerful “thirty” begins to do lighter. Now we are approaching the “fifty”. Parameters of coiled tubing units are born of technological needs. The commercial side is also important: if the company does only acid treatments, then why should it install a heavy class unit when everything can be easily and quickly done by the maneuverable “ten” or “twenty” depending on the bottom hole?

Параметры колтюбинговых установок рождаются от технологических потребностей.

Parameters of coiled tubing units are born of technological needs.

CTT: Do you plan to connect the purchased МК30Т-50 unit to the Fidemash-Online service?

V.M.: Already connected. We go with the times.

CTT: You said that the team will be significantly updated. On what principles do you form a team?

V.M.: I focus on people whom I know well, on those, with whom I started to work, as well as on specialists who have gone through a good school in foreign companies. Alexei Katin, an experienced driver, without exaggeration, the legend of Russian coiled tubing, whom almost all service companies would like to see in their ranks, came here with me. In a new place, in Integra, he is, figuratively speaking, as an instructor. We are recruiting people, and he acts as a mentor.

Я много езжу и общаюсь с коллегами, и когда я вижу Ваш журнал в офисе какой-либо компании, то мгновенно делаю вывод: здесь мои единомышленники.

I travel a lot and talk with colleagues, and when I see your journal in the office of a company, I instantly conclude: here are my like-minded people.

CTT: What new approaches to the organization of work will the upcoming Salym Petroleum Development project require?

V.M.: For Salym Petroleum Development, the safety of work comes first, it is a very strict rule,

ВК: Вы неоднократно выступали на страницах нашего журнала. Помогает ли «Время колтюбинга. Время ГРП» Вам в профессиональной деятельности?

В.М.: С журналом «Время колтюбинга. Время ГРП» я и мои товарищи знакомы давно. Это единственное в России издание, освещающее проблематику колтюбинга. В нем много полезной информации. Советую читать журнал всем, кто хочет быть в курсе событий, узнавать о новых технологиях. Я много езжу и общаюсь с коллегами, и когда я вижу Ваш журнал в офисе какой-либо компании, то мгновенно делаю вывод: здесь мои единомышленники.

ВК: Вадим Павлович, сейчас Вы приехали на приемку колтюбинговой установки МК30Т-50. Собирается ли ГК «Интегра» формировать на ее основе полноценный колтюбинговый флот?

В.М.: Здесь, в Минске, я посмотрел азотную установку криогенного типа А100, с которой я знаком. Очень рад, что и ее усовершенствовали. «ФИДМАШ» прислушивается к производителям. Я бы такую взял не раздумывая. Не нужны нам ни американские, ни китайские «азотки», А100 лучшая! Наше руководство не сомневается в перспективности Бизнес-Направления «Колтюбинг», в том, что ГНКТ будет приносить доход. В настоящее время в ГК «Интегра» идет перезагрузка, полное реформатирование, и собирается команда профессионалов. Сокращаются издержки, средства направляются на развитие. Я пришел в компанию 1 марта, а сегодня, 1 августа, мы уже принимаем эту новую машину.

ВК: Это отрадно, учитывая, что в последние несколько лет «Интегра» как бы ушла в тень.

В.М.: Компания просто на каком-то этапе затормозилась в развитии. А сейчас нужно механизм смазать и снова запустить. Думаю, что мы с этой задачей справимся, постепенно проведем техническое перевооружение, усилим коллектив и с мощным флотом будем осваивать новые технологии, чтобы конкурировать на рынке с ведущими компаниями.

ВК: С отечественными или международными?

В.М.: Со всеми!

ВК: Я думаю, что всё у Вас получится.

В.М.: Хотелось бы, чтобы это получилось как можно быстрее. ☉

В Минске я посмотрел азотную установку криогенного типа А100, с которой я знаком. Очень рад, что и ее усовершенствовали. «ФИДМАШ» прислушивается к производителям. Я бы такую взял не раздумывая. Не нужны нам ни американские, ни китайские «азотки», А100 лучшая!

In Minsk I looked at the nitrogen unit of the cryogenic type A100, with which I am familiar. I am very glad that they improved it. FIDMASH listens to manufacturers. I would take this without hesitation. We do not need either American or Chinese nitrogen units, A100 is simply the best!

but I have always supported the idea of the order – this disciplines the team. At first, it may not be easy for us, but then we get involved, get used to it, and everything becomes a routine of life. I fought for this project, and now for it we are going to have all the best: equipment, technology, specialists.

CTT: You have repeatedly spoken on the pages of our journal. Does “Coiled Tubing Times” journal help you in your professional career?

V.M.: My friends and I have found out about the "Coiled Tubing Times" journal a long time ago. This is the only periodical in Russia that covers coiled tubing issues. It has a lot of useful information. I advise you to read the journal to anyone who wants to keep abreast of events, learn about new technologies. I travel a lot and

talk with colleagues, and when I see your journal in the office of a company, I instantly conclude: here are my like-minded people.

CTT: Vadim Pavlovich, now you have arrived at the acceptance of the МК30Т-50 coiled tubing unit. Is Integra Group going to form a full-fledged coiled tubing fleet on its basis?

V.M.: Here, in Minsk, I looked at the nitrogen unit of the cryogenic type А100, with which I am familiar. I am very glad that they improved it. FIDMASH listens to manufacturers. I would take this without hesitation. We do not need either American or Chinese nitrogen units, А100 is simply the best! Our management does not doubt the prospects of the coiled tubing business line, that CT will generate revenue. At present, Integra Group is rebooting, completely reformatting, and a team of professionals is gathering. Costs are reduced, funds are allocated for development. I joined the company on March 1, and today, on August 1, we are already taking this new unit.

CTT: This is encouraging, given that over the past few years, Integra has seemed to go into the shadows.

V.M.: The company has slowed down in development at some stage. And now you need to lubricate the mechanism and reboot it. I think that we will cope with this task, gradually carry out technical re-equipment, strengthen the team, and with a powerful fleet we will master new technologies in order to compete with leading companies in the market.

CTT: With domestic or international?

V.M.: With everyone!

CTT: I think that you will succeed.

V.M.: I would like it to happen as quickly as possible. ☉

МАШИНИСТ ПОГРУЗЧИКА А.И. КАТИН: «ГНКТ – интеллектуальный вид услуг» LOADER DRIVER A.I. KATIN: "CT – an intelligent type of service"

«Время колтюбинга»: Алексей Игоревич, Вы стояли у самых истоков российского колтюбинга, Можно сказать, что Вы – машинист-испытатель, по аналогии с летчиком-испытателем. Расскажите о своем опыте.

Алексей Катин: Я пришел из КРС, работаю с ГНКТ с 2000 года. Получал и вводил в действие самую первую колтюбинговую установку РАНТ10 производства Группы ФИД (предшественника СЗАО «ФИДМАШ»). Белорусская техника выдерживает колоссальные нагрузки, она адаптирована для России, для Сибири. Шасси МЗКТ очень надежны: машина в любой мороз заводится, тогда как «мерс» отказывает. На установке РАНТ10 мы отработали четырнадцать лет, первых пять из которых проблем вообще никаких не возникало. Машина работала изумительно! Через пять лет пришлось подремонтировать гидравлику. Мы осуществляли промывки, кислотные обработки. Первое время, когда только осваивали колтюбинговую технику, то оказывали услуги в Пермском крае. Потом переехали в Усинск, там отработали год. Установка там себя очень хорошо зарекомендовала, особенно в сравнении с еще одной колтюбинговой установкой производства подмосковного предприятия.

ВК: А в Усинске какие работы Вы производили?

А.К.: В Усинске мы занимались депарафинизацией скважин. Там колтюбинг хорошо отработал вместе с агрегатами для депарафинизации скважин (АДПМ). Промывали скважины горячей нефтью. Можно сказать, что с появлением колтюбинга мы забрали этот вид работ у КРС. Прострелы делали – тоже много скважин реанимировали, которые парафином были забиты. Совместно с бригадой КРС ликвидировали аварии, связанные с прихватами.

ВК: Можно ли сравнивать работу в КРС и в ГНКТ?

А.К.: ГНКТ, бесспорно, более интеллектуальный вид услуг, требующий высокой квалификации. Простыми



Coiled Tubing Times: Alexey Igorevich, you witnessed the very beginning of Russian coiled tubing. You can say that you are a test engineer, by analogy with a test pilot. Tell us about your experience.

Alexey Katin: I was previously engaged in workover. I have been working with CT since 2000. The first unit of FID Group (he predecessor of NOV FIDMASH) RANT10 was received and put into operation. Belarusian equipment withstands enormous loads, it is adapted for Russia, for Siberia. The MZKT chassis is very reliable: the unit starts up in any frost, while the Benz fails. We worked for fourteen years using RANT10 unit, the first five of which there were no problems at all. The unit worked amazingly! Five years later, the hydraulics had to be repaired. We carried out cleanout, acid treatments. At first, when they were just mastering coiled tubing equipment, we provided services in the Perm Territory. Then we moved to Usinsk, where we worked for a year. The unit there proved to be very good, especially, in comparison with another coiled tubing units produced by a company situated near Moscow.

CTT: And what kind of work did you do in Usinsk?

А.К.: We dewaxed the wells. There, coiled tubing worked well together with units for dewaxing wells (hot oiler). Wells were washed with hot oil. We can say that with the advent of coiled tubing, we took this type of work from workover. We did well shooting – also many wells, which were clogged with paraffin, were reanimated. Together with the brigade of workover, we eliminated accidents related to pipe sticking.

CTT: Is it possible to compare work in workover and coiled tubing?

Белорусская техника выдерживает колоссальные нагрузки, она адаптирована для России, для Сибири.

Belarusian equipment withstands enormous loads, it is adapted for Russia, for Siberia.

словами: здесь головой надо работать.

ВК: Вы помните свой первый приезд в Минск?

А.К.: Да, мы приехали за установкой заранее, когда она еще не была готова, и получили одно шасси. Это было очень правильно, потому что мы вместе с конструкторами и инженерами нашу установку собирали и в процессе этого учились. Отвечая на вопросы анкеты, предложенной на одной из Потребительских конференций СЗАО «ФИДМАШ», я напомнил об этом ценном опыте и предложил к нему вернуться. Ведь замечательно было бы, если бы машинист присутствовал (и даже участвовал!) в сборке установки, на которой ему предстоит работать! Это сразу дало бы мощный импульс его деятельности.

ВК: Какими еще колтюбинговыми установками Вы управляли?

А.К.: На Ямале мы работали на МК10, делали геофизику. Тоже хорошая машина, подходит для коротких скважин. Некоторое время работал на колтюбинговой установке в блочном исполнении, тоже фидмашевской. В 2014 году я снова приехал в Минск, теперь уже за МК30Т, которая стала моей самой любимой машиной. На «тридцатке» мы начали уже делать фрезерование шаров.

ВК: Поддерживали ли Вы в процессе работы связь с предприятием-производителем?

А.К.: Конечно! С «ФИДМАШем» замечательно взаимодействовали! Если у нас возникали какие-то неполадки, то представители завода немедленно приезжали и решали все проблемы.

ВК: Сегодня Вы участвовали в приемке колтюбинговой установки МК30Т-50. Какую характеристику Вы бы ей дали, исходя из своего богатого опыта?

А.К.: Это полностью усовершенствованная машина, даже не буду сравнивать ее с РАНТ. Конструкторы «ФИДМАШа» стремятся учитывать все пожелания пользователей. МК30Т-50 – очень сильная машина, которая может работать в экстремальных условиях, решать более сложные технические вопросы, чем ее предшественницы. И глубины ей доступны небывалые – до 7000 м. Технологии усложняются, нам надо идти вперед. Потому и берем установку МК30Т-50 – с запасом. На будущее!

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

А.К.: CT is undoubtedly a more intelligent type of service that requires high qualifications. In simple words: here you have to work with your head.

CTT: Do you remember your first visit to Minsk?

А.К.: Yes, we arrived to take a unit in advance, when it was not yet ready, and received one chassis. This was very correct, because we, together with the designers and engineers, assembled our unit and studied in the process. Answering the questions of the questionnaire proposed at one of the Consumer Conferences of NOV FIDMASH, I recalled this valuable experience and

suggested returning to it. After all, it would be great if the driver was present (and even participated!) In the assembly of the unit on which he will work! This would immediately give a powerful impetus to his activities.

CTT: What other coiled tubing units did you control?

А.К.: In Yamal, we worked at MK10, did well logging. This is also a good unit, suitable for short

wells. For some time I worked at a coiled tubing unit in block execution, also produced by FIDMASH. In 2014, I again came to Minsk, now for the MK30T, which became my favorite unit. At the "thirty" we began to do the milling spheres.

CTT: Did you keep in touch with the manufacturer during the work?

А.К.: Sure! We had a wonderful interaction with FIDMASH. If we have had any problems, then the representatives of the plant would immediately come and solve all the problems.

CTT: Today you participated in the acceptance of the MK30T-50 coiled tubing unit. What characteristic would you give it, based on your rich experience?

А.К.: This is a fully improved unit, I will not even compare it with RANT. The designers of FIDMASH strive to take into account all the wishes of the users. MK30T-50 is a very powerful unit that can work in extreme conditions, solve more complex technical issues than its predecessors. And unprecedented depths are accessible to it – up to 7,000 m. Technology is getting complicated, we have to go forward. That's why we take the MK30T-50 unit – with a margin. For the future!

Interviewer – Halina Bulyka, Coiled Tubing Times

МК30Т-50 – очень сильная машина, которая может работать в экстремальных условиях, решать более сложные технические вопросы, чем ее предшественницы. И глубины ей доступны небывалые – до 7000 м.

MK30T-50 is a very powerful unit that can work in extreme conditions, solve more complex technical issues than its predecessors. And unprecedented depths are accessible to it – up to 7,000 m.



Машинист погрузчика А.И. Катин на проекте для компании «Салым Петролеум Девелопмент Н.В.»
Loader Driver A.I. Katin at the project for Salym Petroleum Development N.V.



Колтюбинг был, есть и будет! The Future Lies with Coiled Tubing, Which Was, Is and Will Be

В.Н. Шумаков родился 8 июля 1977 года в городе Стерлитамаке Башкирской АССР. В 1992 году поступил на факультет «Строительные машины и оборудование» в Стерлитамакский строительный техникум, который окончил в 1996 году с отличием.

В 2002 году окончил Уфимский государственный нефтяной технический университет по специальности «разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений».

Трудовую деятельность начал в марте 1996 года с должности слесаря нефтепромыслового оборудования 4-го разряда. В 1999 году стал начальником участка по сложным работам и прокату ловильного инструмента в УПНП и КРС ТПП «Когалымнефтегаз» (ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»). В 2003 году назначен заместителем начальника цеха капитального ремонта скважин. С 2007 года являлся начальником цеха капитального ремонта скважин сервисного центра ремонта скважин ТПП «Когалымнефтегаз».

В январе 2008 года назначен заместителем директора по производству в Пермский филиал ОАО «Когалымнефтепрогресс», а с апреля 2008 года – первым заместителем генерального директора филиала – главным инженером.

В период с 2008 по 2010 год являлся генеральным директором ООО «РИТЭК-нефтесервис».

С 2010 года в порядке перевода был принят в ЗАО «Уралнефтепрогресс» на должность первого заместителя генерального директора – главного инженера.

С января 2011 года приглашен на должность заместителя генерального директора по производству, а позже главного инженера ООО «Урал-Дизайн-ПНП».

С февраля 2014 года являлся генеральным директором нефтесервисного предприятия ООО «Ветеран».

В настоящее время занимает пост генерального директора ООО «Урал-Дизайн-Групп».

Имеет звание «Профессиональный инженер России» (2007).



V.N. Shumakov was born on July 8, 1977 in Sterlitamak, Baskirskaya ASSR.

In 1992 he entered Sterlitamak Civil Engineering College. He studied at the faculty of Civil Engineering Machinery and Equipment. He graduated from the College with distinctions in 1996.

In 2002 he graduated from Ufa State Petroleum Technological University. His specialty was "development and operation of oil and gas fields".

His working career started in 1996 when Mr. Shumakov was appointed an oilfield equipment mechanic of the 4th grade. In 1999 he got a position of section manager in the EOR and well workover department of Kogalymneftegas (Lukoil-Western Siberia, LLC). In 2003 he was appointed a deputy head of well workover workshop. He has worked as a head of well workover workshop of well repair service center of Kogalymneftegas since 2007.

In 2008 he got a position of deputy director for manufacturing of the Perm branch of Kogalymnefteprogress, JSC, while in April, 2008 he became a first deputy general director and chief technology officer of the branch.

Between 2008 and 2010 he was a General Director of RITEK-nefteservice LLC.

In 2010 he was transferred to Uralnefteprogress, CJSC and appointed a first deputy General Director and chief technology officer. In 2011 he was given a position of deputy General Director for production of Ural-Design-PNP, LLC, while later he was also appointed to the position of chief technology officer of the company.

Since February 2014 He was the General Director of the oilfield services company Veteran LLC.

He currently holds the post of General Director of Ural-Design-Group LLC.

He has a title of «Professional Engineer of Russia» (2007).

На вопросы журнала «Время колтюбинга. Время ГРП» отвечает В.Н. Шумаков, генеральный директор ООО «Урал-Дизайн-Групп».

Беседа состоялась в кулуарах 15-й Потребительской конференции по вопросам эксплуатации колтюбингового, насосного, азотного оборудования и оборудования для ГРП СЗАО «ФИДМАШ».

«Время колтюбинга»: Вячеслав Николаевич, компания, которую Вы недавно возглавили, хорошо известна нашим читателям. И все-таки обратите их внимание на несколько, на Ваш взгляд, важных моментов.

Вячеслав Шумаков: ООО «Урал-Дизайн-Групп» на рынке уже пятнадцать лет. Общая численность работников – более 600 человек.

“Coiled Tubing Times” journal is meeting V.N. Shumakov, General Director of Ural-Design-Group LLC.

The conversation takes place on the sidelines of the 15th Consumer Conference on the operation of coiled tubing, pumping, nitrogen equipment and equipment for hydraulic fracturing of NOV FIDMASH.

Coiled Tubing Times: Vyacheslav Nikolaevich, the company you recently headed is well known to our readers. And yet, you can draw their attention to several, in your opinion, important points.

Vyacheslav Shumakov: Ural-Design-Group LLC has been in the market for fifteen years. The total number of employees is more than 600 people. The management company includes Ural-Design-PNP and Ural-Design-KRS. Today, Ural-Design-Group

В состав управляющей компании входят «Урал-Дизайн-ПНП» и «Урал-Дизайн-КРС». На сегодняшний день «Урал-Дизайн-Групп» оснащена на сто процентов. Я практически шесть лет отсутствовал в компании, а, вернувшись, не смог не отметить, как она здорово поднялась, и у нее есть все, чтобы эффективно работать.

ВК: В каких регионах Ваша компания оказывает услуги? Кто Ваши основные заказчики?

В.Ш.: Мы осуществляем деятельность в таких регионах, как Коми, Пермский край, Западная Сибирь, Удмуртия, Башкортостан. Наши основные заказчики: «Лукойл», «Роснефть», «Газпром нефть», «РИТЭК», «Нефтиса» и др.

ВК: Каков парк колтюбингового оборудования компании?

В.Ш.: «Урал-Дизайн-ПНП» эксплуатирует пять колтюбинговых установок, четыре из которых производства СЗАО «ФИДМАШ». У нас две установки тяжелого класса – «тридцатки», одна средняя – «двадцатка» и одна установка легкого класса – «десятка». Также в числе азотных и насосных установок у нас имеются установки производства СЗАО «ФИДМАШ».

ВК: Расскажите о колтюбинговых технологиях, которые предлагает заказчику компания.

В.Ш.: Мы выполняем работы на добывающем и нагнетательном фонде скважин в вертикальных, наклонно-направленных и горизонтальных стволах. Ежегодно силами «Урал-Дизайн-ПНП» производится порядка 500 скважино-операций. Мы используем очень широкий спектр технологий. Перечислю их основные группы:

- нормализация забоя при помощи ГНКТ;
- операции по фрезерованию;
- освоение скважин;
- восстановление циркуляции;
- вторичное вскрытие пласта;
- проведение работ в многозабойных скважинах;
- переключение портов в компоновках для многостадийного ГРП;
- комплекс геофизических исследований ГИС с применением ГНКТ;
- кислотные обработки призабойной зоны пласта (ОПЗ) через ГНКТ;
- проведение аварийных работ;
- ремонтно-изоляционные работы (РИР) и глушение скважин.

Наша компания старается не забывать и традиционные технологии. Помимо колтюбингового сервиса у нас есть еще КРС: работают тринадцать бригад капитального и текущего ремонта скважин.

ВК: Какие работы с использованием ГНКТ в регионах деятельности Вашей компании наиболее востребованы?

«Урал-Дизайн-ПНП» эксплуатирует пять колтюбинговых установок, четыре из которых производства СЗАО «ФИДМАШ».

Ural-Design-PNP operates five coiled tubing units, four of which are manufactured by NOV FIDMASH.

is fully equipped. I've been absent from the company for almost six years, and when I returned, I couldn't fail to note how cool it became, and it had everything to work effectively.

CTT: In which regions does your company provide services? Who are

your main customers?

V.Sh.: We operate in regions such as Komi, Perm Territory, Western Siberia, Udmurtia, Bashkortostan. Our main customers are Lukoil, Rosneft, Gazprom Neft, RITEK, Neftis and others.

CTT: What is the company's fleet of coiled tubing equipment?

V.Sh.: Ural-Design-PNP operates five coiled tubing units, four of which are manufactured by NOV FIDMASH. We have two heavy class units – “thirties”, one middle – “twenty” and one light class – “ten”. Also, among the nitrogen and pump units, we have units manufactured by NOV FIDMASH.

CTT: Tell us about the coiled tubing technologies that the company offers the customer.

V.Sh.: We carry out work on the production and injection wells stock in vertical, directional and horizontal shafts. Every year, Ural-Design-PNP forces produce about 500 well operations. We use a very wide range of technologies. I will list their main groups:

- Wellbore cleanout with the use of CT;
- Milling operations;
- Well development;
- Circulation restore;
- Secondary drilling in;
- Carrying out works in multilateral wells;
- Port switching in multi-stage fracturing configurations ;
- Complex of well logging studies using coiled tubing;
- Bottom-hole zone acid treatment using CT;
- Conducting emergency works;
- Remedial cementing and well killing.

Our company tries not to forget traditional technologies. In addition to coiled tubing service, there is also workover: there are thirteen brigades for overhaul and maintenance of wells.

CTT: What are the coiled tubing jobs in the regions where your company operates?

V.Sh.: Today, the main work is the dismantling of hydraulic fracturing ports and, of course, geophysics.

CTT: Do you agree that at the present time, multistage fracturing technologies, in which

В.Ш.: Сегодня основные работы – разбуривание портов МГРП и, естественно, геофизика.

ВК: Вы согласны с тем, что в настоящее время все большую популярность получают технологии МГРП, в которых колтюбинг не используется?

В.Ш.: На мой взгляд, это маркетинговый ход одной из компаний «большой четверки», которая, практически потеряв рынок разбуривания портов, разбуривания шаров в результате конкуренции с российскими компаниями, привезла в Россию еще более дорогостоящее оборудование, завела эти растворимые шары, и в итоге колтюбинг в данном сегменте стал утрачивать свою значимость. Вот и вся проблема.

ВК: Можно ли сравнивать эффективность МГРП с ГНКТ и без ГНКТ?

В.Ш.: Шары растворились – это на энное время. Сегодня их нет, мы начали добычу из скважины, мы добываем, у нас все замечательно! Но в один прекрасный миг скважина все равно начнет обводняться и добыча станет падать. Необходимо будет проводить геофизику. Мы непременно придем к тому, что нужно будет работать с приборами. А чтобы с ними работать, необходимо будет разбуривать не шары уже, а порты, к чему мы сегодня и идем. То есть мы от одного к другому не ушли, а просто исключили этап, когда не надо разбуривать шары вместе с портами. Шары растворили и начали добычу вести. Но получается, что от необходимости разбуривать мы не ушли.

ВК: Что, по Вашему мнению, тормозит развитие колтюбинговых технологий в России?

В.Ш.: Наверное, в наибольшей мере то, что заказчик сегодня хочет любую работу удешевить. Я в свое время подсчеты делал, выходя на «Лукойл-Пермь». Получалось, что если работу делать с бригадами КРС, то она обойдется дешевле, но займет больше времени. А можно делать с колтюбингом, это будет дороже, но добыча начнет идти раньше. Всё это очевидно, однако нередко приходится обращать внимание заказчика на упущенную выгоду и доказывать необходимость применения колтюбинговых технологий. Нужно больше работать с заказчиком, знать его проблемы и, решая их, применять колтюбинговые технологии и развиваться.

ВК: Мне приходилось слышать мнение, что колтюбинговый сегмент в России близок к стагнации. Вы согласны с этим?

В.Ш.: Такое мнение существует. Три года назад на совещании в Москве говорилось, что не хватает колтюбинговых установок

Нередко приходится обращать внимание заказчика на упущенную выгоду и доказывать необходимость применения колтюбинговых технологий.

It is often necessary to draw the attention of the customer to the lost profit and to prove the need for the use of coiled tubing technologies.

segment began to lose its significance. That is the whole problem.

CTT: Is it possible to compare the effectiveness of multi-stage fracturing with CT and without CT?

V.Sh.: The balls have dissolved - this is for the umpteenth time. Today they are not there, we started production from the well, we produce, everything is wonderful with us! But one fine moment, the well will still begin to be flooded, and production will begin to decline. It will be necessary to conduct geophysics. We will certainly come to the conclusion that it will be necessary to work with devices. And in order to work with them, it will be necessary to drill not balls already, but ports, which we are going to today. That is, we did not leave from one to the other, but simply excluded the stage when you do not need to drill balls together with ports. The balls were dissolved and the production began to lead. But it turns out that we did not leave the need to drill.

CTT: What, in your opinion, impedes the development of coiled tubing technologies in Russia?

Горизонтальные скважины стоят очень дорого, но, кроме как колтюбингом, операции по промывке, активации, проведению геофизики, по РИР мы никаким другим образом в таких скважинах не сделаем.

Horizontal wells are very expensive, but apart from co-tubing cleanout, activation, geophysics, and remedial cementing operations, we will not do anything else in such wells.

coiled tubing is not used, are becoming increasingly popular?

V.Sh.: In my opinion, this is a marketing move of one of the Big Four companies, which, having practically lost the market for drilling ports, drilling balls as a result of competition with Russian companies, brought to Russia even more expensive equipment, brought these soluble balls, and as a result, coiled tubing into This

V.Sh.: Probably to the greatest extent that the customer today wants to reduce the cost of any work. I once did the calculations, going to Lukoil-Perm. It turned out that if the work is done with workover teams, then it will be cheaper, but it will take more time. And you can do it with coiled tubing, but it will be more expensive, but production will begin earlier. All this is obvious, but it is often necessary to draw the attention of the customer to the lost profit

и сервисным компаниям нужно закупаться. А в этом году я услышал уже совсем другие слова на такой же встрече: и объемы работ стали меньше, и перспективы меньше. Есть информация, что в России в настоящее время задействовано более 170 колтюбинговых установок, но 10–15% из них простаивает в отсутствие объемов работ. Но лично я не унываю, потому что скважин пробурено много, в том числе с горизонтальными стволами. Многие скважины только недавно пробурены, и какое-то время еще будет идти очень хороший отбор по флюидам. Сейчас как бы снимают сливки, но, когда останется только молоко, о колтюбинговых технологиях обязательно вспомнят. Горизонтальные скважины стоят очень дорого, но, кроме как колтюбингом, операции по промывке, активации, проведению геофизики, по РИР мы никаким другим образом в таких скважинах не сделаем. Будущее – за колтюбингом, который был, есть и будет.

ВК: Насколько заказчики осведомлены о новых технологиях нефтесервиса, в частности, колтюбинговых?

В.Ш.: Мы над этим работаем. Обкатав какую-то из новых технологий, отработав с компанией, которая предоставляет нам сервисные услуги по инструменту, я делаю рассылки потенциальным заказчикам, приезжаю к ним с презентациями, показываю, что было и что стало. К тому же стараюсь применять индивидуальный подход, учитывать, что проблемы у заказчиков не идентичные. Скважины вроде бы одни и те же, но параметры разные.

ВК: И человеческий фактор...

В.Ш.: Да, и это тоже: кто и как скважины эксплуатировал.

ВК: Ваша компания обращает большое внимание на вопросы цифровизации. Это следование моде или конкретная необходимость?

В.Ш.: Нас жизнь заставляет это делать. Ситуация на рынке оборудования неустойчивая: санкции, колебания цен и т. п. Но мы оборудование все равно приобретаем и хотим понимать на перспективу, планировать, что именно будем приобретать. Закладывать цены, чтобы не получилось так, что завтра что-то выйдет из строя, а у нас нет финансовой возможности это заменить. Мы приняли решение, собрали воедино несколько программных продуктов плюс еще один продукт, который мы сами разработали. Цель – видеть всю наработку нашего оборудования, в первую очередь по цепям для колтюбинговых установок, которые устанавливаются на инжекторе. Мы хотим понимать, например, что 5 мая 2020 года наступит некий предел по цепям и мы должны приобрести новые цепи

Мы приобрели оборудование, с помощью которого можно запасовывать в ГНКТ геофизический кабель.

We purchased equipment that can be used to store geophysical cable into CT.

and to prove the need for the use of coiled tubing technologies. It is necessary to work more with the customer, to know his problems and, solving them, apply coiled tubing technologies and develop.

CTT: I have heard the opinion that the coiled tubing segment in Russia is close to stagnation. Do you agree with that?

V.Sh.: Such an opinion exists. Three years ago, at a meeting in Moscow, it was said that there were not enough coiled tubing units, and service companies needed to be procured. And this year I heard completely different words at the same meeting: both the volume of work became less and the prospects less. There is information that more than 170 coiled tubing units are currently involved in Russia, but 10–15% of them are idle in the absence of workloads. But personally, I am not discouraged, because a lot of wells have been drilled, including those with horizontal shafts. Many wells have only recently been drilled, and some very good selection of fluids will continue for some time. Now it's as if they are skimming the cream, but when only milk is left, they will definitely remember the coiled tubing technologies. Horizontal wells are very expensive, but apart from co-tubing cleanout, activation, geophysics, and remedial cementing operations, we will not do anything else in such wells. The future lies with coiled tubing, which was, is and will be.

CTT: How much are customers aware of new oilfield service technologies, particularly coiled tubing?

V.Sh.: We are working on it. Having run some of the new technologies, having worked with a company that provides us with tool services, I send out messages to potential customers, come to them with presentations, which show what happened and the current situation. In addition, I try to apply an individual approach, taking into account that the problem with customers is not identical. Wells seem to be the same, but the parameters are different.

CTT: And the human factor...

V.Sh.: Yes, and this too: who operated the wells and how.

CTT: Your company pays great attention to digitalization issues. Is it fashion following or specific need.

V.Sh.: Life makes us do it. The situation on the equipment market is unstable: sanctions, price fluctuations, etc. But we still acquire equipment and want to understand in the future, plan what we will acquire. To set prices so that it doesn't happen that tomorrow something fails, and we don't have the financial

заблаговременно за адекватную цену.

ВК: В чем еще Вы видите резервы экономии?

В.Ш.: К примеру, мы используем очень дорогое гидравлическое масло, и заливается его в машину не литр-два, а тонна-полторы. Мы приобрели специальное оборудование для того, чтобы это масло прогонять, очищать, добавлять к нему специальные присадки и таким образом давать ему вторую жизнь. То есть мы раза два, максимум три, это масло чистим, и в итоге мы с одной порцией масла работаем до двух-трех лет. Это ни в коем случае не отражается отрицательно на гидравлике, даже в некоторой степени она действует лучше, потому что мы промываем под давлением все насосы, все системы, убираем посторонние предметы, воду и т. п. Мы также приобрели оборудование, с помощью которого можно запасовывать в ГНКТ геофизический кабель. Сама ГНКТ с предварительно запасованным кабелем – не из дешевых удовольствий. Но, кроме того, мы запасовываем трехжильный кабель и таким образом получаем запас прочности: если одна жила вышла из строя, то можно подключить вторую или третью. Разумная экономия – тактика нашей компании.

ВК: Какая любимая операция с использованием ГНКТ у Вас лично?

В.Ш.: Мне больше всего нравятся фрезерование и геофизика. Особенно последняя, потому что там приходится решать очень много проблем. Часто ложишься спать и просыпаешься с мыслью: дойдет геофизика или нет? А когда уже начинает получаться, думаешь, удастся ли поднять оборудование, потому что очень много трудностей нам создают коллеги из КРС.

ВК: Расскажите, пожалуйста, о таких трудностях подробнее.

В.Ш.: Мы соблюдаем все возможные правила работы с колтюбингом: следим за утонением трубы, за ее диаметром. Отслеживаем все параметры, которые необходимы. Но в отрасли недостаточно внимания уделяется очень важным вопросам, возможно, которые кому-то могут показаться второстепенными. Я в своем докладе на этой конференции их поднимал. При проведении геофизики мы постоянно сталкиваемся с тем, что после работы бригад КРС или просто в результате эксплуатации скважин там остаются посторонние предметы или детали. На сегодняшний день

ability to replace it. We made a decision, put together several software products, plus another product that we ourselves developed. The goal is to see all the operating time of our equipment, first of all, through the chains for coiled tubing units that are installed on the injector. We want to understand, for example, that on May 5, 2020 there will come a certain limit on the chains, and we must acquire new chains in advance for an adequate price.

CTT: Where else do you see savings reserves?

V.Sh.: For example, we use very expensive hydraulic oil, and it is poured into the machine. And we use not a liter or two, but a ton and a half. We have acquired special equipment in order to drive this oil away, clean it, add special additives to it and thus give it a second life. That is, we clean two times two, maximum three, we clean this oil, and as a result we work with one portion of oil for up to two or three years. This in no way negatively affects the hydraulics, even to some extent it works better, because we wash all

pumps, all systems under pressure, remove foreign objects, water, etc. We also purchased equipment that can be used to store geophysical cable into CT. Coiled tubing itself with pre-stocked cable is not a cheap treat. But, in addition, we reserve a three-core cable and thus get a margin of safety: if one core is out of order, then a second or third can be connected. Reasonable savings are the tactics of our company.

CTT: What is CT scan operation for you personally prefer?

V.Sh.: Most of all I like milling and geophysics. Especially the latter, because there you have to solve a lot of problems. Often you go to bed and wake up with the thought: will geophysics come or not? And when it starts to turn out, you think whether it will be possible to raise the equipment, because a lot of difficulties for us are created by colleagues from workover.

CTT: Please tell us more about such difficulties.

V.Sh.: We follow all possible rules for working

При проведении геофизики мы постоянно сталкиваемся с тем, что после работы бригад КРС или просто в результате эксплуатации скважин там остаются посторонние предметы или детали. На сегодняшний день нет универсальных правил, как их извлекать. Если не уделять достаточно внимания этим проблемам, то в какой-то момент заказчики просто потеряют свои скважины, а у колтюбинговых технологий не будет перспектив развития.

When conducting logging studies, we are constantly confronted with the fact that after the work of workover teams or simply as a result of well operation, foreign objects or parts remain there. To date, there are no universal rules on how to extract them. If you do not pay enough attention to these problems, then at some point, customers will simply lose their wells, and coiled tubing technologies will have no development prospects.

нет универсальных правил, как их извлекать. Если не уделять достаточно внимания этим проблемам, то в какой-то момент заказчики просто потеряют свои скважины, а у колтюбинговых технологий не будет перспектив развития. Случается, что мы не можем эффективно провести геофизику, потому что у нас расходомеры забиваются посторонним металлом. Мы начали выходить из положения тем, что используем ГНКТ большего диаметра – 44, 50 или даже 60 мм. То есть мы ведем, не побоюсь этого слова, удорожание своих услуг, самого своего процесса, вопреки логике.

ВК: Вы видите решение этих проблем?

В.Ш.: Да, я уверен, что проще и дешевле было бы использовать эффективный внутрискважинный инструмент, с помощью которого можно было бы подготовить скважину к применению колтюбинговых технологий и использовать, как и положено для геофизики, 38-ю трубу. Потому что переход на ГНКТ большего диаметра – это не просто замена трубы. Кроме этого, нужно полностью переоснастить инжектор и много чего еще. Поэтому на современном этапе на первый план выходят внутрискважинные работы, для которых нужен хороший инструмент, в частности, ловильный. И по промывке скважин с горизонтов тоже много вопросов.

ВК: Что касается ловильного инструмента, то белорусские и российские предприятия освоили производство широкого спектра его видов, причем в данном сегменте можно говорить не только об импортозамещении, но даже об импортоопережении.

В.Ш.: Больше того, с одной российской компанией, тоже пермской, мы уже давно сотрудничаем – больше десяти лет. Мы коллег консультируем в создании такого инструмента, какой нам действительно нужен. Ведь мы сами – сервисники по работе со скважинами, а нам нужны, в свою очередь, сервисники, работающие над оборудованием, которое необходимо для спуска в скважину. Поэтому мы ставим перед производителями оборудования конкретные задачи: по инструменту, по забойным двигателям, потому что хотим на другие параметры переходить – нужен расход меньше. Плюс нужны переводники с отклонителем, кондакторы наружного применения, поскольку уже необходимо нагрузку держать выше той, которую дает инжектор. С верхним оборудованием все вопросы у нас решены, но теперь необходимо работать со скважинами, чтобы не потерять именно койловский сегмент.

ВК: Собирается ли Ваша компания заниматься колтюбинговым бурением?

Будем рассматривать приобретение или привлечение оборудования для бурения с ГНКТ. Это у нас в перспективе на 2020–2021 годы.

We will consider the acquisition or attraction of equipment for drilling with coiled tubing. This is with us in the future for 2020–2021.

with coiled tubing. We monitor the thinning of the tubing and its diameter. We track all the parameters that are needed. But in the industry, insufficient attention is paid to very important issues, which may seem secondary to some. I raised them in my report at this conference. When conducting logging studies, we are constantly confronted with the fact

that after the work of workover teams or simply as a result of well operation, foreign objects or parts remain there. To date, there are no universal rules on how to extract them. If you do not pay enough attention to these problems, then at some point, customers will simply lose their wells, and coiled tubing technologies will have no development prospects. It happens that we cannot conduct geophysics effectively, because our flowmeters are clogged with foreign metal. We began to get out of the situation by the fact that we use coiled tubing with a larger diameter – 44, 50 or even 60 mm. That is, we are, I am not afraid of the word, increasing the cost of our services, our very process, contrary to logic.

CTT: Do you see a solution to these problems?

V.Sh.: Yes, I am sure that it would be simpler and cheaper to use an effective downhole tool with which you could prepare a well for the use of coiled tubing technologies and use, as it should be for logging operations, the 38th CT. Because switching to larger CTs is more than just replacing tubes. In addition, you need to completely retool the injector and much more. Therefore, at the present stage, downhole operations come to the fore, for which a good tool is needed, in particular, the fishing one. And when cleaning the wells out from the horizons is also a lot of questions.

CTT: As for the fishing tool, Belarusian and Russian enterprises have mastered the production of a wide range of its types, and in this segment we can talk not only about import substitution, but even about import advancement.

V.Sh.: Moreover, we have been cooperating with one Russian company, also from Perm, for more than ten years. We advise colleagues in creating such an instrument that we really need. After all, we ourselves are service workers for working with wells, and we, in turn, need service workers working on equipment that is necessary for lowering into the well. Therefore, we pose specific tasks for equipment manufacturers: For the tool, for downhole motors, because we want to switch to other parameters – we need less consumption. Plus, we need sub with a diverter, outdoor conductors, since it is already necessary to keep the load higher than that given by the injector. With the upper equipment, all issues have been

В.Ш.: Очень интересная тема! Буквально на днях мы провели расширенное совещание по вопросам колтюбингового бурения. Планируем поездку в Канаду для изучения опыта. Будем рассматривать приобретение или привлечение оборудования именно для бурения с ГНКТ. Это у нас в перспективе на 2020-2021 годы.

ВК: Какие еще планы «Урал-Дизайн-Групп» на ближайшую перспективу?

В.Ш.: Мы приняли решение, что в течение года увеличивать мощности не будем. Почему? Потому что сначала надо задействовать всё, что есть, чтобы оно работало как часы, а затем уже дальше идти в перспективное развитие, делать те шаги, которые реально будут интересны. Возможно, год мы будем стоять на месте, а дальше жизнь покажет пути развития. У меня часто спрашивают, будет ли компания заниматься ГРП. Я отвечаю: нет. Мы будем делать то, что хорошо умеем. Мы занимаемся колтюбингом.

ВК: Какова кадровая политика «Урал-Дизайн-Групп»?

В.Ш.: Что касается кадров, то тут у всех компаний есть вопросы. Чрезвычайно сложно найти высококлассных специалистов, а если их найдешь, то нужно платить им очень высокую зарплату. Но один-два высокооплачиваемых специалиста погоду во всей компании не сделают. Я считаю, что вся компания должна работать единой командой – тогда у нее все получится.

ВК: Каким Вам видится уровень Вашей компании на общем фоне российского рынка высокотехнологичного нефтегазового сервиса?

В.Ш.: «Урал-Дизайн-Групп» на несколько шагов и несколько позиций выше многих других компаний и по используемым технологиям, и по технической оснащенности. Сегодня, заезжая с нашим оборудованием на любого заказчика, будь то «Газпром нефть», «Роснефть» или «Лукойл», мы с первого раза проходим процедуру аудита и запускаемся. Не было такого за мою бытность, чтобы мы аудит с первого раза не прошли, потому что все специалисты мотивированы, знают потребности или регламент именно конкретного заказчика, понимают, что он хочет видеть в своем подрядчике.

ВК: Ваши пожелания российскому нефтегазовому сервису.

В.Ш.: Самое главное – терпения! Ведь мы, сервисники, не изменим мир, пока к нам клиент не повернется заказчик. Купить можно любое оборудование, но оно должно быть востребовано, а не простаивать. Желаю успехов, удачи и безаварийной работы!

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

resolved, but now it is necessary to work with the wells so as not to lose the Coil segment.

CTT: Is your company planning to engage in coiled tubing drilling?

V.Sh.: It is a very interesting topic! Just the other day, we held an extended meeting on coiled tubing drilling. We are planning a trip to Canada to study the experience. We will consider the acquisition or attraction of equipment specifically for drilling with coiled tubing. This is with us in the future for 2020-2021.

CTT: What other plans does Ural-Design-Group have for the near future?

V.Sh.: We decided that we will not increase capacity during the year. Why? Because first you need to use everything that is, for it to work like a clock, and then go further into future development, take those steps that will really be interesting. Perhaps a year we will stand still, and then life will show the path of development. I am often asked if the company will be engaged in hydraulic fracturing. I answer: no. We will do what we can do well. We are engaged in coiled tubing.

CTT: What is the personnel policy of Ural-Design-Group?

V.Sh.: As for the staff, then all the companies had questions. It is extremely difficult to find highly qualified specialists, and if you find them, you need to pay them a very high salary. But one or two highly paid specialists will not make the weather in the whole company. I believe that the whole company should work as a united team - then it will succeed.

CTT: How do you see the level of your company against the general background of the Russian market of high-tech oil and gas services?

V.Sh.: Ural-Design-Group is several steps and several positions higher than many other companies both in terms of technologies used and technical equipment. Today, stopping by with our equipment to any customer, be it Gazprom Neft, Rosneft or Lukoil, we go through the audit procedure the first time and start. There wasn't such a thing during my time that we didn't pass the audit the first time, because all the experts are motivated, they know the needs or regulations of a particular customer, understand what he wants to see in his contractor.

CTT: Your wishes to the Russian oil and gas service.

V.Sh.: The most important thing is patience! After all, we, service workers, will not change the world until the customer turns to face us. You can buy any equipment, but it should be in demand, and not stand idle. I wish you success, good luck and trouble-free work!

Interviewer – Halina Bulyka, Coiled Tubing Times

Технология проведения кислотного ГРП на основе бесполимерного загеливающегося агента «AS-SI(B)» на 15% HCl.

Компания ООО «Нефтетранссервис» является Российским разработчиком и производителем химических реагентов для интенсификации добычи нефти. Компанией ООО «Нефтетранссервис» разработан инновационный продукт для проведения кислотно-проппантных ГРП на основе 15% HCl с применением загеливающих составов на основе ПАВ.

ПРЕИМУЩЕСТВА ПРОДУКТА

- Не имеет в составе полимеров колюматирующих пласт.
- Значительно снижает скорость реагирования сшитой кислоты с породой.
- Эффективно удерживает и переносит проппант во взвешенном состоянии.
- Имеет улучшенный зональный охват.
- Кислотный состав термостабилен.
- Эффективная очистка обрабатываемого пласта от шлама и продуктов реакции кислоты с породой.

ПРИМЕНЕНИЕ

- Сшивающийся загеленный кислотный состав используется в качестве переносчика проппанта при проведении КГРП.
- В качестве жидкости разрыва при производстве работ КГРП.
- Для проведения КГРП как добывающих так и нагнетательных скважин с высокой пластовой проницаемостью.

Рабочая жидкость для гидроразрыва пласта готовится на 12-15% HCl соляной кислоте с добавлением следующих химических реагентов, разработанных компанией ООО «Нефтетранссервис»:

1. Загеливатель AS-SI марка (B) – 70л/м³
2. Сшиватель НТС-16-6 марка (С) – 15л/м³
3. Стабилизатор железа AS-IR – 5л/м³.



Проппант в сшитой загеленной кислоте держится во взвешенном состоянии

Технологические инновации SHINDA (TANGSHAN) в производстве ГНКТ Innovative Technologies at SHINDA (TANGSHAN) for Coiled Tubing Manufacturing

Лин Ю КИНГ, генеральный директор, П.Л. ЕГОРОВ, генеральный директор по России и странам СНГ, доктор технических наук, SHINDA (TANGSHAN) CREATIVE OIL & GAS EQUIPMENT CO., LTD

Lin Yue QING, General Manager, Dr. Pavel EGOROV, General Manager for Russia and CIS countries, SHINDA (TANGSHAN) CREATIVE OIL & GAS EQUIPMENT CO., LTD

С момента своего основания компания SHINDA (TANGSHAN) CREATIVE OIL & GAS EQUIPMENT CO., LTD была нацелена на создание лучших технологий для колтюбинговых труб и реализацию инноваций как в производственный процесс изготовления труб, так и в продукты, создаваемые на основе ГНКТ, капиллярных трубок и кабельной продукции. Огромная кропотливая работа научного и технического коллектива компании SHINDA (TANGSHAN) привела в 2019 году к масштабному обновлению производственного оборудования в области сварки и контроля качества косых швов, также была разработана новейшая технология процесса гомогенизации ГНКТ. На сегодняшний день все испытания пройдены, и мы начали серийное производство новых труб, а также заработала новая система сварки и контроля косых швов.

ГНКТ – это труба из низкоуглеродистой легированной стали, обладающая хорошей гибкостью, также известная как гибкая труба. Катушка гибкой трубы имеет длину несколько километров, что может заменить многие обычные трубы для многих операций. При использовании гибкой трубы она должна подвергаться множественным пластическим деформациям, поэтому гибкая труба должна иметь более высокую усталостную прочность и более длительный срок службы. Для производства трубы используется сырье, называемое «штрипс». Производитель штрипса выпускает его в рулонах ограниченной длины, по техническим причинам и в этой связи одна катушка ГНКТ не может быть изготовлена из одного рулона. Именно по этой причине в любом производстве ГНКТ используются косые сварочные швы для соединения полосок штрипса до нужной длины. После выполнения работ по сварке возникает несколько факторов риска, которые необходимо устранить до начала производства трубы. Основным риском является деструкция металла при индукционной сварке, которая серьезно меняет структуру металла и, как следствие, значительно сокращает ресурс ГНКТ. Для того чтобы устранить несовершенства процесса сварки, производится процесс термической обработки и отпуска места сварочного соединения для приведения перлитно-аустенитной структуры металла в исходное состояние.



Since its foundation, SHINDA (TANGSHAN) CREATIVE OIL & GAS EQUIPMENT CO., LTD has been focused on creating the best technologies for coiled tubing and implementing innovations in the coiled tubing manufacturing process and products based on coiled tubing – capillary tubing and cables. The huge painstaking work by the scientific and technical team of SHINDA (TANGSHAN) in 2019 resulted in a major upgrade of equipment for welding and quality control of bias welds. Also, the company developed a state-of-the-art technology of coiled tubing homogenization. To date, all tests have been carried out, and we have started serial production of new pipes, as well as a new system of welding and control of bias welds.

Coiled tubing is a low-carbon alloy steel pipe with high flexibility. The coiled tubing reel has a length of several kilometers, which can replace many conventional pipes for many operations. During operation coiled tubing is subject to multiple plastic strains, so the coiled tubing must have a higher fatigue strength and a longer service life. The raw materials for coiled tubing manufacturing are called "strips". The strip manufacturer produces the strip in coils of limited length. Due to technical reasons one reel of coiled tubing cannot be made from a single coil. For this reason, any coiled tubing manufacturing process uses bias welds to connect strips until the required length is achieved. After welding, there are a number of risk factors that need to be addressed before the coiled tubing can be manufactured. The main risk is the metal destruction during induction welding, which seriously changes the structure of the metal and, as a consequence, significantly

Исследователи компании SHINDA (TANGSHAN) CREATIVE OIL & GAS EQUIPMENT CO., LTD проделали огромную работу по расчету и подбору оптимальных параметров постсварочной термообработки косых швов, и впоследствии инженеры и техники компании провели испытания на реальных лабораторных образцах. Вся эта работа увенчалась успехом, и мы получили уникальные результаты восстановления структуры кристаллической решетки после деструкции в местах косых швов. Также компания SHINDA (TANGSHAN) CREATIVE OIL & GAS EQUIPMENT CO., LTD ввела в производственный процесс систему 100%-го контроля сварочных швов несколькими способами, с дальнейшим анализом полученных данных. Это был первый этап работы, которую специалисты компании SHINDA начали в части проведения исследований по разработке новой гомогенизированной гибкой трубы в феврале 2018 года, и производство такой трубы запущено в октябре 2019 года.

Новая ГНКТ от SHINDA (TANGSHAN) CREATIVE OIL & GAS EQUIPMENT CO., LTD использует уникальный процесс термообработки: закалки и отпуска. Многостадийные нагревы и охлаждения с использованием различных сред и точным регулированием температуры нагрева и скорости охлаждения позволили нам добиться стабильной структурированности кристаллической решетки металла, в результате чего мы смогли перейти от исходной структуры феррита-перлита и реорганизовать структуру до отпущенного сорбита. Данная структура является более однородной и рафинированной, имеет хорошую твердость и пластичность, а также имеет высокую прочность, что решает вопросы как косых швов, так и общей однородности трубы.

Решение проблем неравномерной структуры металла косых сварочных швов, теплочувствительных зон прямошовных сварных швов, а также больших отклонений твердости позволили добиться специалистам компании SHINDA увеличения срока службы ГНКТ более чем на 40%, а максимальная прочность была увеличена до марки стали ST160 (предел текучести 160 кПа).

Водородное восстановление и система азотной защиты позволяют эффективно предотвращать окисление ГНКТ при высоких температурах, улучшать качество поверхности трубы, решает проблемы, имеющиеся в обычных ГНКТ, и позволяет получить значительно более равномерные и улучшенные характеристики трубы. Все это в комплексе позволяет использовать новую трубу компании SHINDA (TANGSHAN) CREATIVE OIL & GAS EQUIPMENT CO., LTD на больших глубинах и в более сложных скважинах и условиях.

Процесс гомогенизации ГНКТ был запатентован компанией SHINDA (TANGSHAN) CREATIVE OIL & GAS EQUIPMENT CO., LTD в Китае, России, США и ряде других стран.

Благодаря результатам проделанной работы компания SHINDA (TANGSHAN) CREATIVE OIL & GAS EQUIPMENT CO., LTD предоставляет своим клиентам лучшее из существующего!

Более подробную информацию и коммерческие детали нового продукта представитель компании готов предоставить по запросу. ●

reduces the service life of coiled tubing. In order to eliminate the imperfection of the welding, CT manufacturers perform heat treatment and tempering of the welding joint to bring the pearlite-austenitic structure of the metal to its initial state. Researchers at SHINDA (TANGSHAN) CREATIVE OIL & GAS EQUIPMENT CO., LTD did a great job of calculating and selecting the optimal parameters for post-welding heat treatment of bias welds. Then, engineers and technicians of the company conducted tests on real laboratory samples. All this work was successful, and we received unique results on restoration of the crystal lattice structure after the metal destruction on bias welds. Also, SHINDA (TANGSHAN) CREATIVE OIL & GAS EQUIPMENT CO., LTD has introduced a system of 100% welds control by several ways with further analysis of the obtained data. This was the first stage of the work that was started in February 2018 in order to research on the development of a new homogenized coiled tubing. Manufacturing of this tubing was launched in October 2019.

The new coiled tubing from SHINDA (TANGSHAN) CREATIVE OIL & GAS EQUIPMENT CO., LTD is manufactured using a unique heat treatment process: quenching and tempering. Multistage heating and cooling using different media and accurate control of heating temperature and cooling rate allowed to achieve a stable structuring of the metal crystal lattice. As a result, we were able to change the structure from «ferrite-perlite» to «tempered sorbitol». This structure is more homogeneous and refined. Also it demonstrates high hardness and ductility, as well as high strength, which eliminates such weak points as bias welds and increases homogeneity of the coiled tubing.

This technology provided solution to the problems of uneven structure of the metal of bias welds, heat-sensitive zones of longitudinal welds and large hardness deviations. This allowed to increase the service life of the coiled tubing by more than 40%. The maximum strength was increased to steel grade ST160 (yield strength 160 kPsi).

Hydrogen recovery and nitrogen protection systems effectively prevent oxidation of the coiled tubing at high temperatures, improve the quality of the surface of the tubing, solve problems with conventional coiled tubing and allow for much more uniform and improved tubing performance. All this allows to use new coiled tubing by SHINDA (TANGSHAN) CREATIVE OIL & GAS EQUIPMENT CO., LTD at greater depths and in more complex wells and conditions.

The process of coiled tubing homogenization was patented by SHINDA (TANGSHAN) CREATIVE OIL & GAS EQUIPMENT CO., LTD in China, Russia, USA and a number of other countries.

Thanks to the results of the work done, SHINDA (TANGSHAN) CREATIVE OIL & GAS EQUIPMENT CO., LTD provides its customers with the best products!

A representative of the company is ready to provide more detailed information and commercial details of the new product upon request. ●

Технология «Ойл Энерджи» М4 – НОВЫЙ ВИТОК ЭВОЛЮЦИИ СИСТЕМ МГРП

М.М. РЯБОВ, главный конструктор «Ойл Энерджи»

Сегодня процесс многостадийного гидроразрыва пласта очень распространен, особенно на территории США и России. В 2018 году уже на трети всех новых скважин, пробуренных в России, использовался гидроразрыв пласта. Ключевым элементом этого процесса является система заканчивания для МГРП, и именно она служит для обеспечения его «многостадийности», то есть для разделения стадий друг от друга. Геологическим условиям большинства месторождений на территории России отвечают так называемые муфтовые системы.

Основной элемент таких систем – это так называемые муфты ГРП, устройства, которые открывают сообщение между трубным и затрубным пространством в интервалах ГРП и могут быть открыты, а в случае многих современных систем и закрыты независимо друг от друга.

Существуют несколько различных принципов работы этих муфт:

1) Шаровые системы, которые активируются давлением в трубном пространстве при сбросе шара. В каждой втулке установлено посадочное седло для шара, при этом селективность обеспечивается различными диаметрами шаров и посадочных седел. Для обеспечения потока флюида необходимо либо разбуривание шаров и седел, либо использование растворимых шаров.

Существенным **недостатком** данной технологии является тот факт, что сужение проходного диаметра, присущее седлам, **не позволяет проводить внутрискважинные работы** до их разбуривания. Вторым существенным **недостатком** является **принципиальное ограничение по количеству стадий**. В частности, для систем с количеством стадий более 10 необходимо использовать дорогостоящие высокопрочные материалы при производстве шаров.

2) Равнопроходные системы со сдвижными муфтами основаны на тех же принципах функционирования муфт, но вместо активации муфты шаром используется специальный инструмент, спускаемый на НКТ/ГНКТ. ГРП в этом случае проводится по малому затрубью. Такие системы позволяют получить равнопроходной хвостовик с теоретически неограниченным количеством стадий ГРП, которые можно проводить в любой последовательности, и возможностью проведения повторных ГРП.

Недостатком этого класса систем является **необходимость привлекать сервис по ГНКТ** для проведения первичного ГРП, что существенно

увеличивает стоимость строительства скважины. Кроме того, использование ГНКТ **ограничивает длину горизонтального ствола и создает риски прихвата ГНКТ в стволе**.

3) Равнопроходные системы с разрывными муфтами – в этом случае муфты оснащены разрывными дисками. Перед проведением ГРП в скважину спускается НКТ, оснащенная двухпакерной компоновкой, и пакеры устанавливаются над и под муфтой. В НКТ подается давление, которое выходит между пакерами и разрывает диски муфт. Затем производится закачка стадии ГРП по трубе НКТ, после чего пакеры снимаются и перемещаются к следующей муфте.

Таблица 1 – Анализ шаровых систем

Шаровая система	
Плюсы	Минусы
• Простота и дешевизна • Растворимые шары позволяют освоить скважину сразу после ГРП • Известность на рынке	• Необходимость фрезерования портов для ВСП • Ограничение по числу зон • Невозможность цементирования • Невозможность отсечения воды

Таблица 2 – Анализ равнопроходных муфт

Равнопроходные муфты	
Плюсы	Минусы
• Равнопроходной хвостовик • Возможность рвать в любой последовательности • Возможность цементирования • Рефраки и отсечение воды	• Необходимость привлечения ГНКТ на протяжении всей работы • Продавка в ноль • Lockup койла на длинных хвостах

Таблица 3 – Анализ разрывных муфт

Разрывные муфты	
Плюсы	Минусы
• Простота и дешевизна • Возможность цементирования • Равнопроходной хвостовик • Возможность работы с КРС	• Необходима двухпакерная компоновка • Необходима перепродавка, чтобы не присыпать компоновку • Риск потери компоновки в скважине • Нельзя отсекают зоны

Данная технология также не лишена **недостатков** – необходимость спуска компоновки на НКТ **удорожает стоимость** строительства скважины, а также возникает **риск ее потери в скважине при авариях**. Наконец, конструкция разрывных муфт **не предусматривает возможности отсечения зон** и невозможность работы с длинными горизонтами.

В то же время современные тренды развития скважин с МГРП включают в себя:

- 1) Увеличение длин горизонтальных секций;
- 2) Разработку нетрадиционных коллекторов (баженовская свита), требующую **кратного увеличения количества стадий**;
- 3) Необходимость **отсечения обводнившихся зон**;
- 4) Большой интерес к проведению **повторных ГРП**;
- 5) При этом сервисы ГНКТ в России развиваются медленно в результате чего сохраняется **высокая стоимость** данного сервиса.

Таким образом, развивающийся рынок систем для МГРП требует новых подходов и решения, которое бы сохраняло преимущества существующих технологий и при этом было бы лишено их недостатков. «Ойл Энерджи», одной из немногих в мире, удалось создать данное решение и получить патент, подтверждающий мировую новизну изобретения.

Разработанное решение, получившее название «М4», относится к равнопроходным муфтовым системам. Основной принцип открытия муфты – при помощи сбрасываемого в скважину на этапе продавки предыдущей стадии ГРП ключа-пробки. Ключ-пробка имеет селективный профиль собачек и пакерующий элемент. Пробка доходит с потоком жидкости до муфты ГРП, оснащенной ответным селективным профилем, зацепляется за втулку муфты и распаковывается в ней. Осевая сила, создаваемая против распакованной пробки давлением в трубе, открывает муфту.

Ключ-пробка на 100% выполнена из растворимых материалов собственного производства и имеет быстрорастворимый сердечник, который в течение короткого времени обеспечивает образование в пробке канала, достаточного для успешного прохождения ГНКТ на этапе освоения скважины.

Локальное производство растворимых материалов защищает от санкционного давления, а главное – позволяет подбирать скорость растворения под условия конкретного месторождения.

Также в состав системы входят ключи для ГНКТ для управления ею по методу классической равнопроходной сдвижной муфты (т. е. активация ключа подачей расхода жидкости в

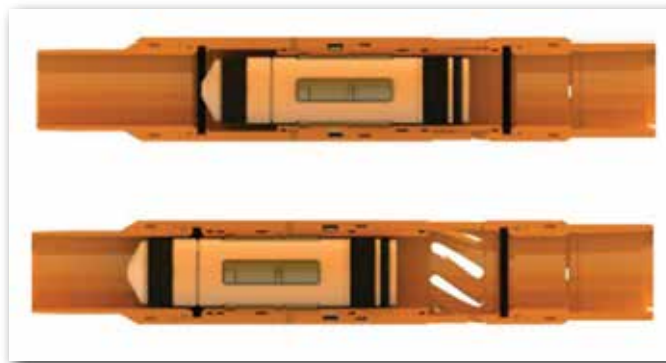


Рисунок 1 – Схема работы системы М4



Рисунок 2 – Ключ-пробка М4 в процессе растворения

ГНКТ, автоматическое сцепление и расцепление с муфтой, автоматическая деактивация при прекращении прокачки жидкости по ГНКТ), а также совместимый с обычной НКТ ключ для однократного переключения одной или нескольких последовательно идущих муфт, активируемый и деактивируемый шаром.

Данная система МГРП имеет следующие преимущества перед существующими:

- 1) Полнопроходной хвостовик после растворения пробок, что обеспечивает равнопроходное сечение хвостовика уже после нескольких дней после проведения ГРП;
- 2) Не требует привлечения дорогостоящего сервиса по ГНКТ для проведения первичного МГРП;
- 3) Не требует рискованных операций с двухпакерной компоновкой;
- 4) Возможность работы как в цементируемой, так и в нецементируемой колонне;
- 5) Теоретически неограниченной количество стадий;
- 6) Возможность проведения повторного ГРП.

В настоящий момент разработанная система МГРП проходит стендовые испытания и готовится к полевым испытаниям, намеченным на первый квартал следующего года. Технология первоначально ориентирована на высокорасходистые ГРП, но по мере масштабирования и оптимизации способна заменить шаровые системы, изменив нефтегазовую отрасль к лучшему. ©

НЕЙТРАЛИЗАЦИЯ СЕРОВОДОРОДА В НЕФТИ

HYDROGEN SULPHIDE NEUTRALIZATION IN OIL

А.В. ДЕНИСОВА, ООО «ФЛЭК»

A. DENISOVA, LLC "FLEK"

В продукции многих эксплуатационных скважин содержится сероводород, выделение которого на устье при ремонтных работах и из накопительных емкостей пластовой воды представляет серьезную опасность для обслуживающего персонала, окружающей среды.

Вследствие высокой коррозионной агрессивности, включающей наводороживание стали, металлическое оборудование, контактирующее с сероводородсодержащей продукцией, быстро выходит из строя.

Другим негативным следствием наличия сероводорода в обводненной нефтяной продукции является образование мелкодисперсных форм труднорастворимых сульфидов железа: FeS , FeS_2 и др. Это вызывает кольматацию ПЗП, резкое повышение устойчивости ВНЭ, образование объемных промежуточных слоев на УППН, инициирует формирование АСПО.

Сероводород, присоединяясь к непредельным соединениям в составе нефти, образует меркаптаны $\text{R}-\text{SH}$, которые являются чрезвычайно агрессивными и токсичными химическими ядами. Они значительно ухудшают свойства катализаторов нефтепереработки, интенсифицируют процессы смолообразования, выпадения и отложения осадков из нефти.

Это придает проблеме их удаления из нефти особую актуальность, тем более что с 1 июля 2019 года содержание сероводорода, метил- и этилмеркаптанов из факультативного показателя перешло в нормативный.

Согласно ГОСТ Р 51858-2002 (Нефть. Общие технические требования), массовое содержание сероводорода и легких меркаптанов в нефти для каждого вида нефти не должно превышать следующих значений (ppm или г/т):

Существуют физические, химические и комплексные методы удаления сероводорода из

The production of many production wells contains hydrogen sulfide, the release of which at the mouth during repair work and from storage reservoirs of produced water poses a serious danger to staff and the environment.

Due to the high corrosiveness, including hydrogenation of steel, metal equipment in contact with hydrogen sulfide-containing products quickly fails.

Another negative consequence of the presence of hydrogen sulfide in watered petroleum products is the formation of finely dispersed forms of sparingly soluble iron sulfides: FeS , FeS_2 , etc. This causes the formation of PTA, a sharp increase in the stability of oil-water emulsion, the formation of bulk intermediate layers on OPPU, initiates the formation of paraffin deposits.

Hydrogen sulfide, joining unsaturated compounds in the oil, forms $\text{R}-\text{SH}$ mercaptans, which are extremely aggressive and toxic chemical poisons. They significantly worsen the properties of oil refining catalysts; intensify the processes of gum formation, precipitation and sedimentation from oil.

This gives more weight to the problem of their removal from oil, especially since July 1, 2019, the content of hydrogen sulfide, methyl and ethyl mercaptans from the optional indicator passed into the standard

According to GOST R 51858-2002 (Oil. General technical requirements), the mass content of hydrogen sulfide and light mercaptans in oil for each type of oil should not exceed the following values (ppm or g/t):

There are physical, chemical, and complex methods for removing hydrogen sulfide from oil. The simplest chemical method is the use of reagents – hydrogen sulfide neutralizers and

Вид нефти/ Type of oil	1	2	3
H_2S	20	50	100
Метил- и этилмеркаптаны Methyl and ethyl mercaptans	40	60	100

нефти. Наиболее простым в исполнении является химический метод – это применение реагентов – нейтрализаторов сероводорода и меркаптанов, которые взаимодействуют с сероводородом и легкими меркаптанами ($C_1 - C_3$) с образованием нелетучих, стабильных и химически малоактивных сераорганических соединений, растворимых в нефти.

Одним из доступных и недорогих нейтрализаторов H_2S является формальдегид. Преимуществом данного реагента является высокая скорость реакции при небольшом расходе реагента (4–6 ppm на 1 ppm H_2S). Недостатком применения нейтрализаторов сероводорода на основе формальдегида является ухудшение качества подготовки нефти за счет выпадения осадков продуктов полимеризации формальдегида с сероводородом.

Ввиду того, что на предприятиях ПАО «ЛУКОЙЛ» с 2016 года происходит постепенное прекращение использования реагентов на формальдегидсодержащей основе, на рынке нефтепромысловой химии появились составы нейтрализаторов сероводорода на основе уротропина, триазина и др., которые обладают низкой токсичностью и не ухудшают качество подготовки нефти.

Недостатком применения нейтрализаторов сероводорода на основе триазина является его стоимость и расход реагента, который может достигать 9–10 ppm на 1 ppm H_2S .

Эффективность применения нейтрализаторов сероводорода при закачке в товарную нефть увеличивается при соблюдении ряда технологических параметров:

- непрерывное дозирование реагента перед насосами откачки нефти с целью их лучшего перемешивания;
- оптимальная температура начала реакции нейтрализации для формальдегидных нейтрализаторов составляет 35 °C, триазиновых нейтрализаторов – 130 °C;
- время нейтрализации сероводорода – не менее 4 ч.

Перспективное направление – это применение нейтрализаторов сероводорода в качестве реагентов комплексного действия – ингибиторов коррозии в сероводородсодержащей среде и бактерицидов. ☉

mercaptans, which interact with hydrogen sulfide and light mercaptans ($C_1 - C_3$) with the formation of non-volatile, stable and chemically inactive sulfur-organic compounds soluble in oil.

One of the affordable and affordable H_2S converters is formaldehyde. The advantage of this reagent is the high reaction rate at low reagent consumption (4–6 ppm per 1 ppm H_2S). The disadvantage of using formaldehyde-based hydrogen sulfide neutralizers is the deterioration in the quality of oil preparation due to precipitation of the products of polymerization of formaldehyde with hydrogen sulfide.

In view of the fact that at the enterprises of LUKOIL since 2016 there is a gradual cessation of the use of reagents on a formaldehyde-based basis; compositions of hydrogen sulfide neutralizers based on urotropine, triazine, etc., which have low toxicity and do not impair the quality of oil preparation, appeared on the oilfield chemistry market.

The disadvantage of using triazine-based hydrogen sulfide neutralizers is its cost and reagent consumption, which can reach 9–10 ppm per 1 ppm H_2S .

The effectiveness of the use of hydrogen sulfide neutralizers when injecting into marketable oil increases while observing a number of technological parameters:

- continuous dosing of the reagent in front of the oil pumping pumps in order to better mix them;
- optimal temperature for the start of the neutralization reaction for formaldehyde neutralizers is 350 °C, for triazine neutralizers – 1300 °C; neutralization reactions for formaldehyde neutralizers is 350 °C, triazine neutralizers – 1300 °C;
- hydrogen sulfide neutralization time – at least 4 hours.

A promising direction is the use of hydrogen sulfide neutralizers as complex reactants – corrosion inhibitors in a hydrogen sulfide-containing medium and bactericides. ☉

Не забудьте оформить подписку на журнал

«Время колтюбинга»!

Индекс в подписном каталоге «Роспечати» 84119.

Coiled/tubing times

ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА
ВРЕМЯ ГРП

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



КОЛТЮБИНГ —
это инструмент,
преображающий все
внутрискважинные работы

www.cttimes.org

МНОГООСНЫЕ



АВТОМОБИЛИ КАМАЗ
С ДВИГАТЕЛЯМИ CUMMINS
400 И 500 Л.С.

СПЕЦШАССИ РИАТ



▲ НАДЁЖНОСТЬ ▲ ВЫНОСЛИВОСТЬ ▲ МОЩНОСТЬ

ДЛЯ НЕФТЕСЕРВИСА

ИМПОРТО-
ЗАМЕЩЕНИЕ



ОАО РИАТ

запросить спецпредложение ► ksm@riat.ru

RIATAUTO.RU

+7 (8552) 30-51-36

ТАМПОНАЖНЫЙ СОСТАВ НА ОСНОВЕ СИНТЕТИЧЕСКИХ СМОЛ

BACKFILL COMPOSITION BASED ON SYNTHETIC RESIN

Л.А. МАГАДОВА, З.А. ШИДГИНОВ, А.В. СТРЕЛКОВ, С.В. АКСЕНОВА,
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, НОЦ «Промысловая химия»

L. MAGADOVA, Z. SHIDGINOV, A. STRELKOV, S. AKSENOVA,
Gubkin National University of Oil and Gas, REC "Oilfield Chemistry"

На сегодняшний день проблема обводненности добывающих скважин на поздних этапах разработки месторождения остается одной из ключевых задач нефтегазовой отрасли. В качестве основных технических причин обводнения выделяют: негерметичность и дефекты эксплуатационной колонны, нарушение герметичности заколонного пространства, межпластовые перетоки, поступление на забой подошвенной воды, а также пластовой или нагнетаемой воды по промытым высокопроницаемым зонам. Возникновение негерметичности эксплуатационных колонн может быть связано как с качеством первичного цементирования, так и с условиями эксплуатации самих скважин.

Одним из способов устранения негерметичности эксплуатационной колонны является применение тампонажных составов, которые способны проникнуть в маленькие трещины и каналы, а с течением времени образовать прочный и стойкий к нагрузкам тампонажный камень. Применение отверждаемых тампонажных растворов на поздней стадии разработки месторождения помогает обеспечить изоляцию водопритока в высокообводненных продуктивных пластах.

Постоянное совершенствование рецептур тампонажных смесей повлекло за собой разработку ряда новых тампонажных составов с технологическими характеристиками, удовлетворяющими более широкой совокупности геолого-технических условий, а именно применение низковязких несуспензионных растворов. Особое место среди новых тампонажных составов следует отвести для тампонажных смесей на основе синтетических смол.

Полимерные тампонажные растворы имеют ряд преимуществ перед растворами минеральных вяжущих веществ: отсутствие в составе раствора твердых взвешенных частиц, небольшую плотность, удобство регулирования сроков схватывания, хорошую фильтруемость в пористых средах,

Today, the problem of watering production wells in the later stages of field development remains one of the key tasks of the oil and gas industry. The main technical causes of flooding are: leakage and defects in the production string, violation of the tightness of the annulus, interstratal overflows, bottom water entering the bottom, as well as produced or injected water through washed high-permeability zones. The occurrence of leakage of production casing can be related both to the quality of primary cementing and to the operating conditions of the wells themselves.

One of the ways to eliminate leakage in the production string is to use grouting compositions that can penetrate small cracks and channels and, over time, form a sturdy and resistant to load cement slurry. The use of curable grouting mortars at a late stage of field development helps to ensure isolation of water inflow in highly flooded reservoirs.

Continuous improvement of the formulations of backfill mixtures entailed the development of a number of new grouting compositions with technological characteristics that satisfy a wider range of geological and technical conditions, namely the use of low-viscosity non-suspension solutions. A special place among the new backfill compounds should be given to backfill mixtures based on synthetic resins.

Polymeric backfill solutions have several advantages over solutions of mineral binders: the absence of solid suspended particles in the solution, low density, ease of adjustment of setting time, good filterability in porous media, lack of permeability of the backfill stone, high strength and resistance to chemical aggression of the backfill stone.

Of the large number of polymers produced in industry, the most widely used are water-soluble resins. The use of water-soluble polymeric compounds capable of curing simplifies the technology of work.

In REC "Oilfield Chemistry" in the laboratory of process fluids for repair and drilling, a composition based on phenol-formaldehyde resin with a phenolic

отсутствие проницаемости тампонажного камня, высокие прочность и стойкость к химической агрессии тампонажного камня.

Из большого числа полимеров, выпускаемых в промышленности, наиболее широко применяются водорастворимые смолы. Применение водорастворимых полимерных соединений, способных к отверждению, упрощает технологию проведения работ.

В НОЦ «Промысловая химия» при РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина в лаборатории технологических жидкостей для ремонта и бурения скважин разработан состав на основе фенолформальдегидной смолы с фенольным отвердителем для регулирования времени гелирования состава. Проведены исследования реологических и механических свойств разработанного состава. Определено время гелеобразования композиции при различных концентрациях отвердителя.

Основные характеристики тампонажного состава на основе синтетической смолы представлены в табл. 1.

Высокая проникающая способность, возможность варьирования диапазона значений вязкости, регулируемое время отверждения, прокачиваемость через узкие каналы и сохранение механических свойств со временем – уникальные свойства тампонажных составов на основе смол по сравнению с традиционным цементом. ©

ЛИТЕРАТУРА/REFERENCES

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. Булатов А.И., Данюшевский В.С. Тампонажные материалы: учеб. пособие для вузов/А. И. Булатов, В.С. Данюшевский. – М.: Недра, 1987. – 280 с.
3. Зварыгин В.И. Тампонажные смеси: учеб. пособие/В.И. Зварыгин. – Красноярск: Сиб. федер. ун-т, 2014. – 216 с.
4. Блажевич В.А., Умрихина Е.Н., Уметбаев В.Г. Ремонтно-изоляционные работы при эксплуатации нефтяных месторождений/В.А. Блажевич, Е.Н. Умрихина, В.Г. Уметбаев. – М.: Недра, 1981.
5. Кноп А., Шейб В. Фенольные смолы и материалы на их основе/А. Кноп, В. Шейб. – М.: Химия, 1983. – 280 с.
6. ГОСТ 26798.1-96. Цементы тампонажные. Методы испытаний.
7. Кадыров Р.Р., Сахапова А.К., Хасанова Д.К., Жиркеев А.С., Андреев В.А. Разработка технологий первичного крепления и ликвидации негерметичности эксплуатационных колонн с использованием синтетических смол//Технологии нефти и газа. – 2013. – № 1. – С. 49–54.
8. SPE-173852-MS. Resin: An Alternative Barrier Solution Material. Colin Beharie, Sean Francis, and Karl Henrik Øvestad, Wellcem. Copyright 2015, Society of Petroleum Engineers.
9. Вахитов Т.М., Камалетдинова Р.М., Емалетдинова Л.Д., Каргапольцева Т.А. Совершенствование технологии проведения ремонтно-изоляционных работ с использованием синтетических смол//Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 2.
10. Фаттахов И. Г., Кадыров Р.Р., Маркова Р.Г. Совершенствование способа приготовления тампонажного состава на основе синтетических смол для ремонтно-изоляционных работ в скважинах//Технические науки. Фундаментальные исследования. – 2014. – № 12.



Рисунок 1 – Образец тампонажного камня на основе фенолформальдегидной смолы

Figure 1 – A sample of backfill stone based on phenol-formaldehyde resin

Таблица 1 – Свойства тампонажного состава на основе фенолформальдегидной смолы

Table 1 – Properties of the backfill composition based on phenol-formaldehyde resin

№ п/п	Параметр/ Parameter	Значение/ Vale
1	Плотность раствора, кг/м ³ The density of the solution, kg/m ³	1300–1400
2	Реологические характеристики, МПа*с Rheological characteristics, MPa*s	не более 50 no more than 50
3	Консистенция и срок загустевания, мин Consistency and thickening time, min	регулируется в интервале 30–200 is regulated in the interval between 30 and 200
4	Механическая прочность на сжатие, МПа Mechanical compressive strength, MPa	не менее 8 not less than 8

hardener was developed to control the gelation time of the composition. The studies of the rheological and mechanical properties of the developed composition have been carried out. The gelation time of the composition was determined at various hardener concentrations.

The main characteristics of the backfill composition based on synthetic resin are presented in table 1.

High penetration, variable viscosity range, adjustable cure time, pumpability through narrow channels and the preservation of mechanical properties over time are unique properties of grouting compositions based on resins compared to traditional cement. ©

АТОМ ЛОМАЕТ ЛЬДЫ AN ATOM BREAKS THE ICE



Россия – единственная на планете страна, обладающая гражданскими судами, оснащенными ядерными энергетическими установками. Попытки создать такой флот в мире были: на это отважились США, Германия и Япония, но первые две страны не преуспели, а третья потерпела откровенную неудачу.

Для России, чья арктическая территория составляет 3 миллиона км², или 18% площади, Крайний Север – зона стратегических интересов. Это важнейший для экономики регион, дающий 11% национального дохода и 22% экспорта.

Россия заинтересована в хозяйственном освоении Арктики по многим причинам. Одна из главных – материальная. Регион, согласно оценке Геологической службы США, содержит 30% мировых неразведанных запасов газа и 13% – нефти, в целом – до 25% мировых запасов углеводородов. В абсолютных цифрах это 90 млрд баррелей нефти, 47,3 трлн м³ газа и 44 млрд баррелей газового конденсата. Здесь добывают также 90% никеля и кобальта, 60%

Russia is the only country on the planet with civilian vessels equipped with nuclear power plants. Attempts to create such a fleet in the world were made in the United States, Germany and Japan, but the first two countries did not succeed, and the third failed frankly.

For Russia, whose area of the Arctic territory is 3 million km², or 18% of the area; the Far North is a zone of strategic interests. This is the most important

region for the economy, giving 11% of national income and 22% of exports.

Russia is interested in the economic development of the Arctic for many reasons. One of the main ones is material. The region, according to the US Geological Survey, contains 30% of the world's undiscovered gas reserves and 13% – oil, in general – up to 25% of the world's hydrocarbon reserves. In absolute terms, these are 90 billion barrels of oil, 47.3 trillion m³ of gas and 44 billion barrels of gas condensate. It also produces 90% of nickel and cobalt, 60%

Регион содержит 30% мировых неразведанных запасов газа и 13% – нефти, в целом – до 25% мировых запасов углеводородов. В абсолютных цифрах это 90 млрд баррелей нефти, 47,3 трлн м³ газа и 44 млрд баррелей газового конденсата.

The region contains 30% of the world's undiscovered gas reserves and 13% – oil, in general – up to 25% of the world's hydrocarbon reserves. In absolute terms, these are 90 billion barrels of oil, 47.3 trillion m³ of gas and 44 billion barrels of gas condensate.

меди и почти все алмазы в стране. Бесспорно, что подобные богатые ресурсы могут стать потенциальным источником привлечения крупных инвестиций в российскую экономику.

Нефтяные и газовые месторождения во многих

of copper and almost all diamonds in the country. It is indisputable that such rich resources can become a potential source of attracting large investments in the Russian economy.

Oil and gas fields in many regions of the world



регионах мира находятся в фазе истощения, в то время как Арктика остается одним из немногих районов планеты, где энергетические компании почти не вели активную добычу. Это связано с тяжелыми климатическими условиями, которые затрудняли извлечение ресурсов. Однако развитие технологий позволяет прогнозировать появление многообещающих арктических проектов.

Главная морская коммуникация в российской Арктике – судоходный маршрут Северный морской путь (СМП). Он проходит вдоль северных берегов России по морям Северного Ледовитого океана (Баренцево, Карское, Лаптевых, Восточно-Сибирское, Чукотское и Берингово). СМП соединяет европейские и дальневосточные порты России, а также устья судоходных сибирских рек в единую транспортную систему. Длина этой транспортной артерии составляет 5600 км от пролива Карские Ворота до Бухты Провидения. Это кратчайший морской маршрут между европейской частью России и Дальним Востоком.

Глобальное потепление климата расширяет возможности превращения Севморпути из внутрироссийской магистрали в одну из главных международных трасс. От Мурманска до портов Японии по Северному морскому пути –

Глобальное потепление климата расширяет возможности превращения Севморпути из внутрироссийской магистрали в одну из главных международных трасс.

Global climate warming expands the possibility of turning the Northern Sea Route from the Russian domestic highway into one of the main international routes.

are in the phase of depletion, while the Arctic remains one of the few areas of the planet where energy companies almost did not actively produce. This is due to severe climatic conditions that made it difficult to extract resources. However, the development of technology allows us to predict the emergence of promising Arctic projects.

The main maritime communication in the Russian Arctic is the shipping route Northern Sea Route (NSR). It runs along the northern coast of Russia along the seas of the Arctic Ocean (Barents, Kara, Laptev, East Siberian, Chukchi and Bering). The NSR connects the European and Far Eastern ports of Russia, as well as the mouths of navigable Siberian rivers into a single transport system. The length of this transport artery is 5600 km from the Kara Gate to the Providence Bay. This is the shortest sea route between the European

10,69 тысячи километров, или 20 дней пути. Через Суэцкий канал в Японию – 23,78 тысячи километров и длится путь 40 дней. При этом корабли стоят в очереди и платят за проход через канал. Кроме того, у африканских берегов судам ходить небезопасно из-за промышляющих там пиратов.

О возможности практического использования Северо-Восточного прохода (так до начала XX века называли СМП) впервые было высказано русским дипломатом Дмитрием Герасимовым еще в 1525 году – при этом он опирался на результаты плавания поморов в XIII веке.

Для России во все времена СМП, проходящий вдоль северного побережья страны, являлся стратегической магистралью, по которой можно перевозить грузы, перегонять суда и военные корабли с запада на восток и обратно. До 1960-х годов навигация в Северном Ледовитом океане длилась всего три – три с половиной месяца. Небольшая мощность энергетических установок не позволяла судам форсировать тяжелые льды ранней весной и поздней осенью. Появление атомного ледокольного флота обеспечило круглогодичную ледовую проводку в Арктике.

3 декабря 1959 года был спущен на воду первый в мире атомный ледокол «Ленин», который в 1961 году впервые произвел доставку и высадку зимовщиков на льдину, обеспечив организацию дрейфующей полярной станции «Северный полюс – 10».

В 1975 году ввод в эксплуатацию атомного ледокола «Арктика» открыл круглогодичную навигацию в западном секторе полярных морей. В 1977 году этот ледокол впервые в надводном положении достиг географической точки Северного полюса. В 1978 году ледокол «Сибирь» впервые в мае в сверххранную навигацию осуществил высокоширотный проход по СМП. В 1983 году экипажу «Арктики» удалось предотвратить тяжелые последствия аномально сложной навигации в восточном районе СМП, благодаря чему были спасены замерзавшие суда и их экипажи, а также своевременно доставлены на побережье заявленные грузы. Экипаж атомохода «Россия» первым совершил в 1990 году рейс с туристами на Северный полюс. В дальнейшем такие рейсы стали регулярными в течение летнего сезона и осуществлялись на атомоходах «Советский Союз», «Ямал», а позже на атомоходе «50 лет Победы». Благодаря атомному ледоколу «Россия» в 2007 году впервые был установлен флаг России на дне Северного Ледовитого океана, в точке полюса.

За шесть десятилетий всего было построено девять атомных ледоколов и одно транспортное судно. В настоящее время в состав российского атомного ледокольного флота входят: два атомных ледокола с двухреакторной ядерной энергетической установкой мощностью 75 тыс. л. с. («Ямал», «50 лет Победы»), два ледокола

Появление атомного ледокольного флота обеспечило круглогодичную ледовую проводку в Арктике.

The advent of the nuclear icebreaker fleet provided year-round ice piloting in the Arctic.

part of Russia and the Far East.

Global climate warming expands the possibility of turning the Northern Sea Route from the Russian domestic highway into one of the main international routes. From Murmansk to the ports of Japan along the Northern Sea Route 10.69 thousand kilometers, or 20 days of travel. Through the Suez Canal to Japan, 23.78 thousand kilometers and

the journey lasts 40 days. At the same time, ships stand in line and pay for passage through the channel. In addition, ships are not safe to navigate off the African coast because of pirates fishing there.

The possibility of the practical use of the Northeast Passage (as the NSR was called until the beginning of the 20th century) was first expressed by the Russian diplomat Dmitry Gerasimov as early as 1525 – while he relied on the results of swimming pomors in the 13th century.

For Russia, at all times, the NSR, running along the country's northern coast, was a strategic highway through which cargo can be transported, ships and warships can be driven from west to east and back. Until the 1960s, navigation in the Arctic Ocean lasted only three to three and a half months. The small capacity of the power plants did not allow ships to force heavy ice in the early spring and late fall. The advent of the nuclear icebreaker fleet provided year-round ice piloting in the Arctic.

On December 3, 1959, the world's first nuclear-powered icebreaker Lenin was launched, which in 1961 first delivered and disembarked the wintering crew on an ice floe, ensuring the organization of the North Pole-10 drifting polar station.

In 1975, the commissioning of the atomic icebreaker Arktika opened year-round navigation in the western sector of the polar seas. In 1977, this icebreaker for the first time in a surface position reached the geographical point of the North Pole. In 1978, the icebreaker Sibir for the first time in May carried out a high-latitude passage through the NSR for early navigation. In 1983, the crew of the Arctic managed to prevent the dire consequences of abnormally difficult navigation in the eastern region of the NSR, thanks to which the frozen ships and their crews were saved, as well as the declared cargoes delivered to the coast on time. The crew of the Rossiya nuclear-powered icebreaker was the first to make a voyage with tourists to the North Pole in 1990. Subsequently, such flights became regular during the summer season and were carried out on the Soviet Union, Yamal nuclear powered vessels, and later on the 50th anniversary of the Victory nuclear powered icebreaker. Thanks to the Russia atomic icebreaker, the Russian flag was first installed on the bottom of the North Arctic Ocean, at the point of the pole.

In six decades, nine nuclear-powered icebreakers and one transport ship were built. At present, the

с однореакторной установкой мощностью около 50 тыс. л. с. («Таймыр», «Вайгач»), которые благодаря уменьшенной осадке могут обслуживать суда, следующие по СМП с заходом в устья сибирских рек, а также атомный лихтеровоз-контейнеровоз

Russian nuclear icebreaker fleet includes: two nuclear icebreakers with a two-reactor nuclear power plant with a capacity of 75 thousand hp ("Yamal", "50 Years of Victory"), two icebreakers with a one-reactor installation with a capacity of about 50 thousand hp ("Taimyr", "Vaigach"), which, due to reduced draft,



«Севморпуть» с реакторной энергетической установкой мощностью 40 тыс. л. с. и пять судов технологического обслуживания. Атомный ледокол «Советский Союз» находится в эксплуатационном резерве. Остальные атомоходы выработали свой технический ресурс и выведены из эксплуатации («Ленин», «Сибирь», «Арктика», «Россия»).

Вместо выбывающих атомных ледоколов скоро в строй войдут более совершенные атомные ледоколы проекта 22220 «Арктика», «Сибирь» и «Урал» мощностью 60 МВт каждый. Головная «Арктика» и первая серийная «Сибирь» уже проходят ходовые испытания, а третье судно проекта 22220 «Урал» было торжественно спущено на воду на Балтийском заводе несколько месяцев тому назад. Оно в тройке мировых лидеров по габаритам и мощности. Срок службы «Урала» составит 40 лет. Ледокол может преодолевать льды толщиной до 3 метров, заходить в устья полярных рек. Ледокол займется проводкой судов с углеводородным сырьем с месторождений Ямальского и Гыданского полуостровов, шельфа Карского моря в страны Азиатско-Тихоокеанского региона.

can serve vessels navigating along the NSR with access to the mouths of Siberian rivers, as well as the nuclear lighter carrier container ship "Sevmorput" with a reactor power plant with a capacity of 40 thousand hp and five technology service vessels. The atomic icebreaker "Soviet Union" is in the operational reserve. The remaining nuclear powered ships have exhausted their technical resources and have been decommissioned (Lenin, Siberia, Arctic, Russia).

Instead of retiring nuclear-powered icebreakers, more advanced nuclear-powered icebreakers of project 22220 Arktika, Sibir and Ural with a capacity of 60 MW each will soon enter the system. The leading "Arctic" and the first serial "Siberia" are already undergoing sea trials, and the third vessel of Project 22220 "Ural" was solemnly launched at the Baltic Shipyard several months ago. It is in the top three world leaders in size and power. The service life of the Urals will be 40 years. An icebreaker can cross the ice up to 3 meters thick, enter the mouths of the polar rivers. The icebreaker will ship hydrocarbon feeds from the fields of the Yamal and Gydan Peninsulas, the Kara Sea shelf to the countries of the Asia-Pacific region.

Turbines for the new nuclear icebreakers of Project 22220 are a completely new development.

Турбины для новых атомных ледоколов проекта 22220 – совершенно новая разработка. Оборудование изготовлено из материалов отечественного производства. Это импортоопережение. Ледоколы оснащены, кроме ядерной энергетической установки, электродвигательными системами, что значительно удешевляет их эксплуатацию и облегчает работу экипажа.

Кроме того, разработан проект нового, еще более мощного российского атомного ледокола 10510 «Лидер» мощностью 120 мегаватт. Его называют ледокол ледоколов. Его возможности практически не ограничены: в двухметровом льду он способен идти со скоростью 10–12 узлов. Он будет строиться на верфях завода «Звезда» на Дальнем Востоке.

Основной задачей новой серии атомоходов-лидеров должно стать обеспечение круглогодичной навигации по СМП-пути и проведение экспедиций в Арктику.

В 2008 году атомный ледокольный флот был передан на баланс Государственной корпорации по атомной энергии «Росатом». В настоящее время обеспечением обслуживания и эксплуатации этих судов занимается структурно входящее в «Росатом» государственное предприятие «Росатомфлот».

«Росатомфлот» решает большое количество важных локальных задач. В числе ключевых направлений деятельности компании – участие в разработке арктических нефтегазовых месторождений.

В советский период пик объемов грузоперевозок между российскими портами по СМП был достигнут в 1987–1988 годах, после чего череда достижений прервалась на долгие три десятилетия: превзойти показатели 1987 года удалось только в 2016 году, когда объем грузов составил 6,9 млн тонн. В 2018 году было перевезено 20 млн тонн грузов. Ожидается, что к 2020 году грузооборот достигнет 31 млн тонн. Реальные цифры будут зависеть от результатов работы компании «Новатэк», которая реализует самый крупный в мире инвестиционный проект за Полярным кругом – «Ямал СПГ». В его рамках был построен морской порт Сабетта для погрузки продукции на СПГ-танкеры. В 2017 году состоялась первая отгрузка СПГ из Сабетты, а в конце года была введена в эксплуатацию уже третья очередь проекта. На объекты проекта «Ямал СПГ» для строительства плавучих заводов в 2017 году было доставлено порядка 159 блоков массой от 3 до 7 тыс. тонн. Для сравнения: на Крымском мосту установлены два пролета по 6 тыс. тонн.

Следует обратить внимание

Количество проводов судов падает, в то время как объемы грузов растут. Это свидетельствует о том, что на трассу пришли более мощные суда и снизилась себестоимость перевозок.

The number of ship entries is falling, while cargo volumes are growing. This indicates that more powerful vessels came to the route, and the cost of transportation decreased.

The equipment is made of domestic materials. This is import prevention. Icebreakers are equipped, in addition to a nuclear power plant, with electric propulsion systems, which significantly reduces the cost of its operation and facilitates the work of the crew.

In addition, a draft of a new, even more powerful Russian nuclear icebreaker 10510 “Leader” with a capacity of 120 megawatts was developed. It is called the icebreaker of the icebreakers. Its possibilities are practically unlimited: in two-meter ice it is able to go at a

speed of 10–12 knots. It will be built at the shipyards of the Zvezda plant in the Far East.

The main task of the new series of nuclear-powered leaders-leaders should be to ensure year-round navigation along the NSR route and expeditions to the Arctic.

In 2008, the nuclear icebreaker fleet was transferred to the balance of the State Atomic Energy Corporation Rosatom. At present, the state-owned enterprise Rosatomflot, which is part of Rosatom, is engaged in the maintenance and operation of these vessels.

Rosatomflot solves a large number of important local tasks. Among the key activities of the company is participation in the development of Arctic oil and gas fields.

In the Soviet period, the peak of freight volumes between Russian ports via the NSR was reached in 1987–1988, after which the series of achievements was interrupted for three long decades: it was possible to exceed the 1987 figures only in 2016, when the cargo volume amounted to 6.9 million tons. In 2018, 20 million tons of cargo were transported. It is expected that by 2020 the cargo turnover will reach 31 million tons. Actual figures will depend on the results of the work of Novatek, which is implementing the largest investment project in the world beyond the Arctic Circle – Yamal LNG. Within its framework, the Sabetta seaport was built for loading products

onto LNG tankers. In 2017, the first LNG shipment from Sabetta took place, and at the end of the year the third phase of the project was put into operation. For the facilities of the Yamal LNG project for the construction of floating plants in 2017. About 159 blocks weighing from 3 to 7 thousand tons were delivered. For comparison: two spans of 6 thousand tons were installed on the Crimean bridge.

It should be noted that the number of ship entries is falling, while cargo volumes are growing. This indicates that more powerful vessels came

Мегапроекты, реализуемые компанией «Новатэк», предполагают строительство инфраструктуры, которая будет способствовать развитию всего Крайнего Севера.

The megaprojects implemented by Novatek include the construction of an infrastructure that will contribute to the development of the entire Far North.

на то, что количество проводок судов падает, в то время как объемы грузов растут. Это свидетельствует о том, что на трассу пришли более мощные суда и снизилась себестоимость перевозок.

Благодаря новейшим атомоходам к 2024 году планируется увеличить товарооборот по СМП до 80 млн тонн, а навигация не будет зависеть от условий погоды и наличия тяжелых льдов, характерных для восточного сектора Арктики.

В проекте «Арктик СПГ-2» (проект по добыче природного газа и по производству СПГ) компании «Новатэк» активно участвует и транспортное судно (лихтеровоз) с ядерной энергетической установкой «Севморпуть». В текущем году в рамках этого проекта судно уже совершило несколько рейсов, обеспечивая доставку грузов, в частности, для Новопортовского и Пайяхского нефтяных месторождений.

Мегапроекты, реализуемые компанией «Новатэк», предполагают строительство инфраструктуры, которая будет способствовать развитию всего Крайнего Севера, а значит, и стабильной работе ледокольного флота.

Более скромные габариты атомных ледоколов по сравнению с грузовыми судами не тождественны более скромным способностям. Атомные ледоколы редуцируют риски и увеличивают проходную скорость проводимых судов. Если построенный специально для проекта «Ямал СПГ» танкер-газовоз ледового класса «Кристоф де Маржери» в Обской губе способен самостоятельно идти со скоростью от 2 до 5 узлов, то с ледоколом – 10–12 узлов. А это уже коммерческая скорость.

Проект «Ямал СПГ» предусматривает ежегодное производство около 16,5 млн тонн СПГ и до 1,2 млн тонн газового конденсата с поставкой на рынки стран Азиатско-Тихоокеанского региона и Европы. Обская губа становится основным генератором грузов, которые экономически выгодно доставлять именно восточным маршрутом. С июня по декабрь газовозы могут действовать самостоятельно. А с января по июль в дело должны будут включаться ледоколы. Это значит, что российскому атомному ледокольному флоту предстоит пробить путь на Восток, практически новый путь в Индию.

Выступая на международном форуме «Арктика – территория диалога», Владимир Путин отметил: «Мы намерены модернизировать гавани арктического побережья, включая возможности для организации перевозок «река – море». Продолжим обновлять наш ледокольный флот и наращивать выпуск судов ледового класса».

Россия – лидер в области ледокольного атомного флота, а его «Лидер» уже в зиму 2022–2023 года поведет караваны судов на Восток.

Проект «Ямал СПГ» предусматривает ежегодное производство около 16,5 млн тонн СПГ и до 1,2 млн тонн газового конденсата с поставкой на рынки стран Азиатско-Тихоокеанского региона и Европы.

The Yamal LNG project provides for the annual production of about 16.5 million tons of LNG and up to 1.2 million tons of gas condensate with delivery to the markets of the Asia-Pacific region and Europe.

to the route, and the cost of transportation decreased.

Thanks to the latest nuclear powered ships, by 2024 it is planned to increase the NSR turnover to 80 million tons, and navigation will not depend on weather conditions and the presence of heavy ice, typical of the eastern sector of the Arctic.

The Arctic LNG-2 project (natural gas and LNG production project) of the Novatek company also actively participates in the transport vessel (lighter carrier) with the Sevmorput nuclear power plant. This year, as part of this project, the ship has already completed several

voyages, providing cargo delivery, in particular, for the Novoportovskoye and Payakhskoye oil fields.

The megaprojects implemented by Novatek include the construction of an infrastructure that will contribute to the development of the entire Far North, and hence the stable operation of the icebreaker fleet.

The more modest dimensions of nuclear icebreakers compared to cargo ships are not identical to the more modest capabilities. Nuclear-powered icebreakers reduce risks and increase the passing speed of ships. If the Christophe de Margerie ice-class gas tanker built specifically for the Yamal LNG project in the Gulf of Ob is capable of independently navigating at a speed of 2 to 5 knots, then with an icebreaker – 10 – 12 knots. And this is commercial speed.

The Yamal LNG project provides for the annual production of about 16.5 million tons of LNG and up to 1.2 million tons of gas condensate with delivery to the markets of the countries of the Asia-Pacific region and Europe. The Gulf of Ob becomes the main generator of cargo, which is economically profitable to deliver exactly the eastern route. From June to December, gas carriers can operate independently. And from January to July, icebreakers will be involved in the case. This means that the Russian nuclear icebreaker fleet will have to pave the way to the East, in fact, a new path to India.

Speaking at the international forum “The Arctic: Territory of Dialogue,” Vladimir Putin said: “We intend to modernize the harbors of the Arctic coast, including the possibilities for organizing river-sea traffic”. He also notes, that Russia will continue to renew its icebreaking fleet and increase the production of ice class vessels.

Russia is the leader in the field of icebreaking nuclear fleet, and its “Leader” will lead caravans of ships to the East already in the winter of 2022–2023.

КРАСОТА МЕСТОРОЖДЕНИЙ THE BEAUTY OF OILFIELDS

Фотографии предоставлены
РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина

The photos are published by courtesy
of the Gubkin Russian State University of Oil and Gas

Фото: В.В. Василевич

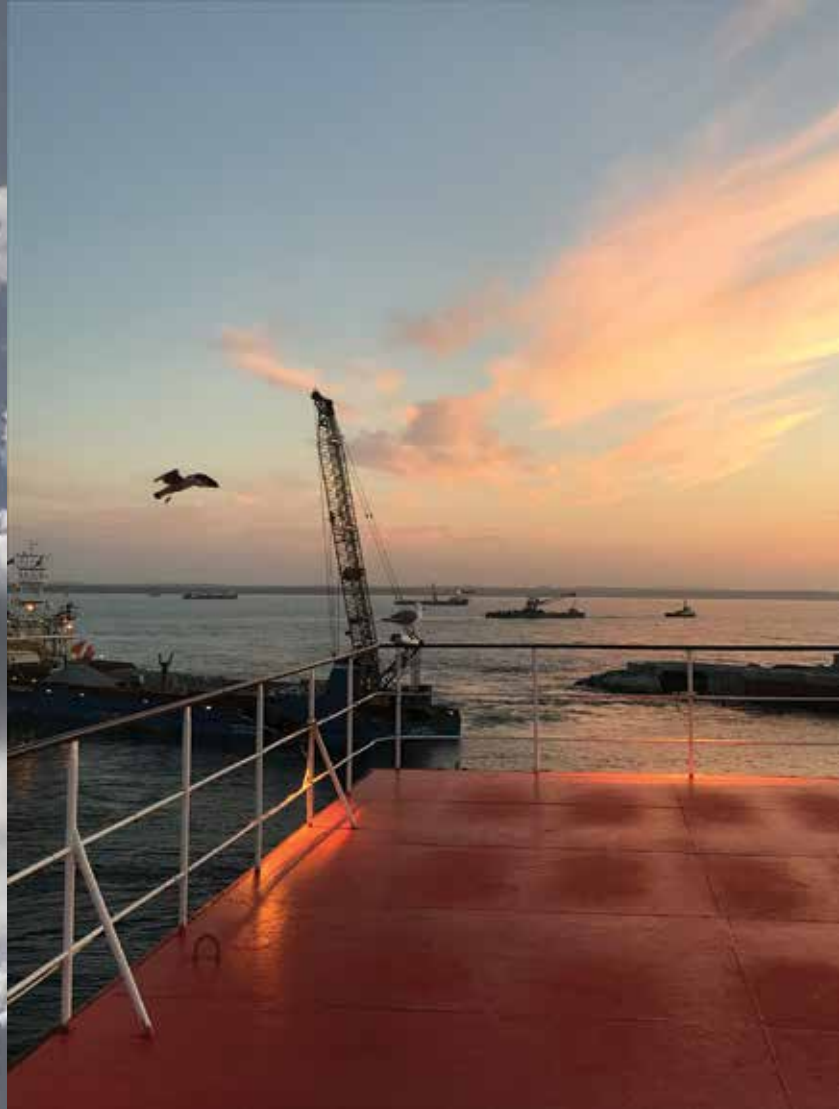
Photo by: V.V. Vasilevich







КРАСОТА МЕСТОРОЖДЕНИЙ
THE BEAUTY OF OILFIELDS



Журнал – это авторы!

The Journal is the Authors!

Как у всякого журнала, у «Времени колтюбинга. Времени ГРП» есть редакция, где совершается таинство подготовки материалов к печати – происходит редактура – корректура – верстка, и в результате всех этих действий тексты приобретают оформленный вид, собираются в корпус, который и помещается под красочную обложку.

Но изначальная субстанция, как сказали бы алхимики, *materia prima* – это статьи, тезисы, интервью, заметки – всё то, что выходит из-под пера авторов. Именно они поставляют, простите это определение, сырье для работы редакции. Они создают то, из чего, собственно, и делается главный продукт – журнал. Потому журнал – это авторы!

Наша редакция гордится своим авторским активом. Спасибо, что вы у нас есть, дорогие и верные друзья! Вы подарили нашим читателям интересные публикации, вызвавшие большой резонанс. Вы помогли журналу стать «Лучшим периодическим изданием в России, освещающим проблемы нефтегазового сервиса» по версии ИСОТА-Россия.

Редакционным советом научно-практического журнала «Время колтюбинга. Время ГРП» в 2016 году было учреждено звание «Лучший автор».

Традиционно наших лучших авторов мы чествуем в заключительном, зимнем номере.

В течение 2019 года свет увидели «ВК» № 67–70. В каждом из выпусков была опубликована статья нашего самого активного, лучшего из лучших автора **Годвина Чидибере Нвафора**. Целых четыре публикации – и все знаковые.

Это: «Цементирование скважин: основные скважинные параметры» (№ 67), «Введение в понятие целостности скважин» (№ 68), «Основные положения стандарта ISO 16530-1: управление жизненным циклом целостности скважины» (№ 69) и «Три основных правила безопасности при выполнении работ с ГНКТ» (№ 70). Все



Like any journal, “Coiled Tubing Times” has its own editorial office, where the sacrament of preparing materials for printing takes place. We do the editing, proof-reading, typesetting and, as a result of all these actions, the texts take on a formal look, and then they are assembled in a case, which is placed under a colorful cover.

But the original substance, as the alchemists would say, *materia prima* consists of the articles, theses, interviews, notes – all that goes beyond the pen of the authors. It is them who supply, excuse this definition, the raw materials for the editorial work. They create what the main product, the journal, is made of. Because the journal is the authors!

Our editorial team is proud of its copyright asset. Thank you for everything you do for us, dear and faithful friends!



Годвин Чидибере Нвафор
Godwin Chidibere Nwafor



Л.А. Магадова
Lyubov A. Magadova



Тодд Грин
Todd Green



П.В. Ревяков
Pavel V. Revyakov



А.М. Веремеенко
Alexander M. Veremeenko



В.А. Кравец
Vadim A. Kravets

публикации Годвина чрезвычайно полезны для российских читателей, потому что обобщают опыт, выработанный на зарубежных нефтесервисных промыслах, порой непривычный нам, но позволяющий бросить свежий острый взгляд на свою работу.

Профессор **Любовь Абдулаевна Магадова** возглавляет в РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина НОЦ «Промысловая химия», где ведется широкий спектр исследований. В соавторстве с сотрудниками Центра Любовь Абдулаевна опубликовала в № 69 две статьи: «Использование сжиженного углеводородного газа в качестве основы жидкости ГРП при разработке трудноизвлекаемых запасов» и «Исследование жидкостей гидравлического разрыва пласта, полученных на основе вязкоупругих поверхностно-активных веществ». Это прорывные исследования в области химии для ГРП, и они выполнены отечественными учеными!

В № 67 перспективнейшую «Технологию inVision», еще неизвестную российским пользователям, представил **Тодд Грин**, член редакционного совета нашего журнала.

Порадовал прогноз **Вадима Аркадьевича Кравца** «На российском рынке скважинного оборудования ожидается крупный рост», опубликованный в № 67. Правда, как показала практика, сбылось не всё, но в этом виновато разве что турбулентное время перемен, в котором нам выпало жить.

Александр Михайлович Веремеенко также в № 67 представил широкой публике «Дефектоскоп как средство оптимизации сроков использования ГНКТ и предотвращения аварийных ситуаций при проведении работ с применением колтюбингового оборудования». Прибор уже используется на практике и показывает весьма обнадеживающие результаты.

You presented our readers with interesting publications that caused a great resonance. You helped the journal become “The Best Periodical in Russia, highlighting the problems of oil and gas service” according to ICoTA-Russia.

The title “Best author” was established by the editorial board of the scientific and practical journal “Coiled Tubing Times” in 2016. Traditionally, we honor our best authors in the final, winter issue.

During 2019, CTT was released (№ 67–70). An article by our most active, best of the best author **Godwin Chidibere Nvafor** was published in each issue. A whole four publications – and all iconic.

Successful cementing operation: Key well design parameters to consider (№ 67); Understanding the fundamentals of well integrity (№ 68); Key notes on ISO 16530-1: Well integrity lifecycle governance (№ 69); Three basic safe operating practices for coiled tubing operations (№ 70).

All of Godwin's publications are extremely useful for Russian readers, because they summarize the experience gained in foreign oilfield services, sometimes unusual for us, but allowing you to take a fresh, sharp look at your work.

Professor **Iyubov A. Magadova** heads at the Gubkin Russian State University of Oil and Gas, SEC “Commercial Chemistry”, which conducts a wide range of studies. In collaboration with the staff of the Center, Lyubov Abdulaevna published two articles in № 69: “Using liquefied hydrocarbon gas as a basis of hydraulic emergency radiation during developing hardly emissible reserves” and “Research of hydraulic fluid formation liquids, obtained on the basis of a viscoelastic surface-active substances”. These are breakthrough chemistry studies for hydraulic fracturing, and they have been carried out by Russian scientists!

In № 67, the promising “InVision Technology”, still unknown to Russian users, was introduced by **Todd Green**, a member of the Editorial Board of our journal.



С.М. Симаков и А.С. Кичигин
Sergei M. Simakov and Anatoly S. Kichigin



Главный редактор журнала Галина Булыка вручает
диплом лучшего автора Руслану Салдееву
The editor-in-chief of the journal Halina Bulyka is
conferring a diploma to the best author Ruslan Saldeev

Настоящий технологический прорыв описан в статье **Сергея Михайловича Симакова** и **Анатолия Сергеевича Кичигина** «Колтюбинг расширяет границы многостадийного гидроразрыва пласта в слабokonсолидированных терригенных коллекторах», опубликованной в № 69. Оба автора достойны и удостоены звания «Лучший автор»!

Павел Валерьевич Ревяков в № 70 изложил «Результаты испытаний регистрирующей кабельной головки для геофизических исследований и промывки горизонтальных нефтегазовых скважин». Регистрирующая кабельная головка – инновационная разработка белорусских специалистов.

Не устает пропагандировать продукцию ООО «ЭСТМ» **Руслан Ранинович Салдеев**. В № 69 он очень обстоятельно осветил секреты производства и достоинства ГНКТ, производство которой в кратчайшие сроки освоило предприятие. Салдеев уверен: «Наша труба ведет себя предсказуемо и соответствует показателям лучших зарубежных аналогов». Пользователи, которых становится все больше, подтверждают это.

Редакция научно-практического журнала «Время колтюбинга. Время ГРП» благодарит лучших авторов 2019 года за их замечательные публикации и ждет от них новые статьи, интервью, зарисовки, обзоры, которые украсят редакционный портфель в 2020 году.

Лучшим авторам журнала – 2019, которые являлись делегатами 20-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы», почетные дипломы были вручены в торжественной обстановке. Остальные дипломы будут отправлены адресатам по почте вместе с этим номером журнала.

Приглашаем нынешних и новых авторов к сотрудничеству в 2020 году! ☉

Vadim A. Kravets's forecast “In the Russian downhole equipment market large growth expected”, published in № 67 made us very glad. True, as practice has shown, not everything has come true, but the turbulent time of changes in which we have to live is to blame.

Alexander M. Veremeenko also presented to the general public “Flaw detector for optimizing coiled tubing service life and preventing emergencies when working with coiled tubing equipment”. The device is already used in practice and shows very encouraging results.

This technological breakthrough is described in an article by **Sergei M. Simakov** and **Anatoly S. Kichigin**, “Coiled tubing has set new benchmarks for multistage fracturing in poorly consolidated terrigenous reservoirs” published in № 69. Both authors are worthy and awarded the title of “Best Author”!

Pavel V. Revyakov in № 70 stated “Test results of the recording cable head for logging and cleanout operations in horizontal oil and gas wells”. The recording cable head is an innovative development of Belarusian specialists.

Ruslan R. Saldeev does not get tired of promoting the products of ESTM LLC. In № 69, he very thoroughly covered the secrets of the production and dignity of CT, the production of which the enterprise mastered as soon as possible. Saldeev is sure: “Our coiled tubes behave predictably and are as good as those of best foreign analogues”. More and more users confirm this.

The editors of the scientific and practical journal “Coiled Tubing Times” thanks the best authors of 2019 for their wonderful publications and expects them to receive new articles, interviews, sketches, reviews that will decorate the editorial portfolio in 2020.

The best authors of the 2019 journal, who were delegates to the 20th International Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference honorary diplomas were awarded in a festive atmosphere. The remaining diplomas will be mailed to recipients along with this journal issue.

We invite current and new authors to cooperate in 2020! ☉



Дорогие друзья!

Журнал «Время колтюбинга. Время ГРП» просит Вас ответить на несколько вопросов

1. Фамилия, имя, отчество _____

2. Должность, компания _____

3. В каких регионах Ваша компания оказывает услуги? _____

4. Какие актуальные технологии нефтегазового сервиса Ваша компания предлагает заказчикам? _____

5. Какие колтюбинговые операции наиболее востребованы в регионе (-ах) проведения работ Вашей компании? _____

6. Какие виды ГРП эффективны на скважинах Вашего региона (-ов)? _____

7. Какие уникальные работы Вам с коллегами удавалось провести? _____

8. Какая у Вас лично любимая операция с использованием ГНКТ? _____
- _____
- _____
- _____
9. Что, по Вашему мнению, тормозит развитие передовых технологий нефтегазового сервиса в России? _____
- _____
- _____
- _____
10. Какие факторы повышают конкурентоспособность сервисной компании на рынке? _____
- _____
- _____
- _____
11. Какие передовые технологии нефтегазового сервиса будут в тренде в ближайшие годы? _____
- _____
- _____
12. О каких технологиях нефтегазового сервиса Вам хотелось бы прочесть в журнале «Время колтюбинга. Время ГРП»? _____
- _____
- _____

Дорогие читатели!
Ваше участие в опросе поможет журналу «Время колтюбинга. Время ГРП»
стать более интересным и полезным.
Вырежьте, пожалуйста, анкету, заполните ее, отсканируйте
и пришлите по адресу halina.bulyka@cttimes.org

**Медиаплан распространения журнала
«Время колтюбинга. Время ГРП»
на отраслевых мероприятиях в 2020 году**

ВК № 4/70, декабрь-2019

Мероприятие	Дата проведения	Страна, город	Организатор	Сайт мероприятия
Международная конференция и выставка нефтегазовых технологий IPTC – 2020	13-15.01.2020	Саудовская Аравия, Дахран	International Petroleum Technology Conference	http://2020.iptcnet.org/
III Международная геолого-геофизическая конференция и выставка «ГеоЕвразия-2019» (GECE-2020)	3-6.02.2020	Москва	Евро-Азиатское геофизическое общество – ЕАГО	https://www.gece.moscow/
SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition	4-6.02.2020	USA, Texas, the Woodlands	SPE	http://www.spe-events.org/hydraulicfracturing/Homepage
XV Камский промышленный форум – 2020: Нефть. Газ. Химия. Экология	12-14.02.2020	Набережные Челны	«Экспо-Кама» ВЦ	http://www.expokama.ru/-XV-kamskiy-promyshlennyiy-forum-2020-neft-gaz-himiya-ekologiya
International Petroleum Week 2020 – 107-я международная нефтяная неделя IP Week	25-27.02.2020	Великобритания, Лондон	Британский институт энергетики	https://www.ipweek.co.uk/
XIV ежегодная конференция «Снабжение в нефтегазовом комплексе» (Нефтегазснаб-2020)	17.03.2020	Москва	«Московские нефтегазовые конференции»	https://www.n-g-k.ru/?page=meropr82
SPE/ICoTA Well Intervention Conference & Exhibition	24-25.03.2020	USA, Texas, the Woodlands	SPE	https://www.spe.org/events/en/2019/conference/19ctwi/about-the-conference.html

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.

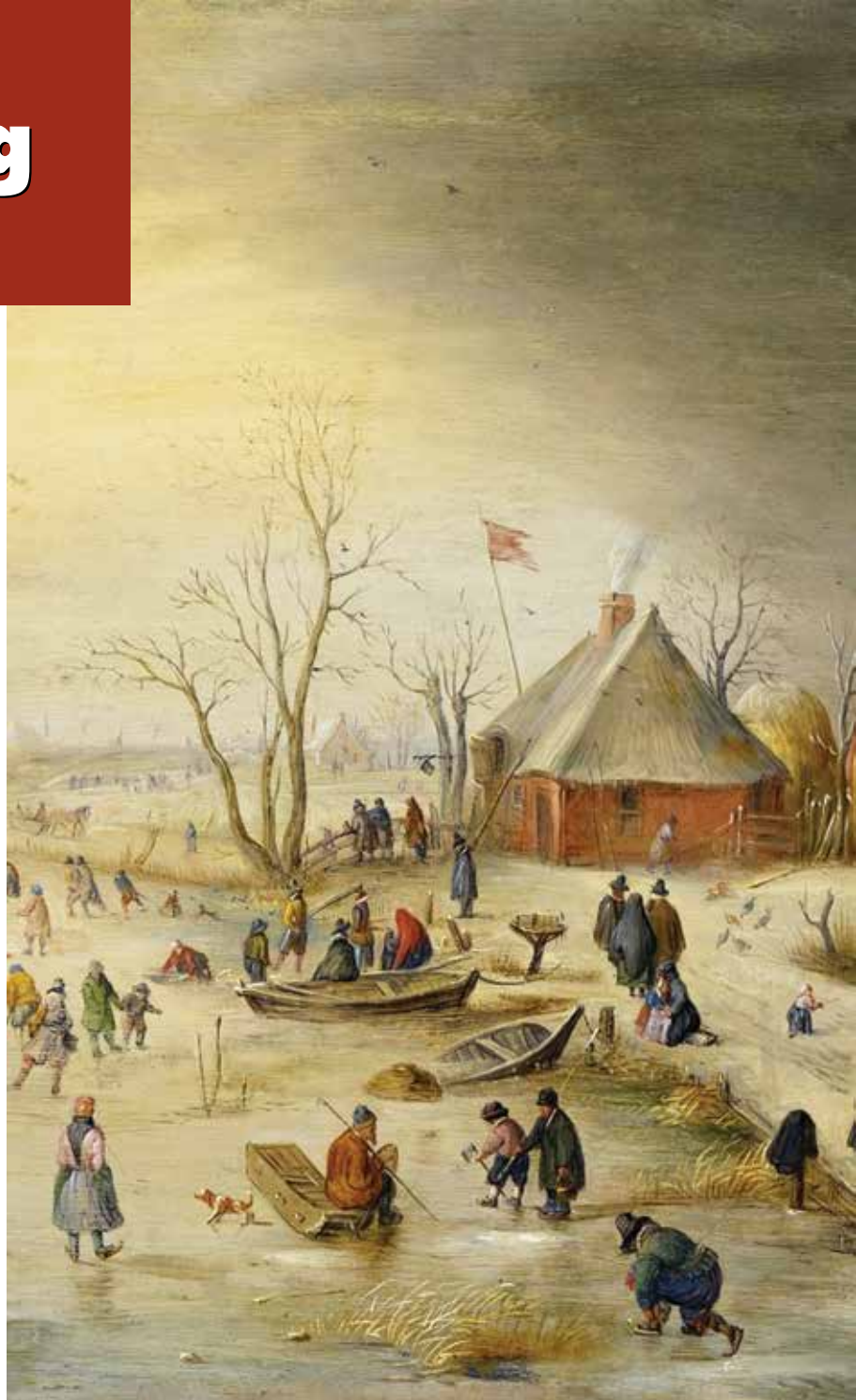
Для оформления подписки через редакцию
отправляйте запрос по адресу:
cttimes@cttimes.org

For English-speaking readers we recommend
to subscribe for PDF-version of the Journal.

Please send your subscription request to:
cttimes@cttimes.org

Year subscription price for PDF-version: 80\$.

В оформлении обложки использованы фотографии
В.В. Василевич и С.Т. Нугаева
Cover photo by: V.V. Vasilevich and S.T. Nugayev



Фрагмент картины Хендрика Аверкампа «Зимние забавы в Голландии»
Fragment of the painting by Hendrick Avercamp "Winter Landscape with Ice Skaters"

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 Maslenitsin**, **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.



*Только оригинальные запчасти!
Только профессиональные услуги!*

СЕРВИС КОЛТЮБИНГОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ ТЕПЕРЬ ЕЩЕ ДОСТУПНЕЕ

Компания «МашОйл»
(Российская Федерация) —
сервисная компания по
обслуживанию колтюбингового
оборудования и оборудования
для ГРП.

Основные наши услуги это:

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

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



www.mashoil.ru



Приёмная: Телефон: +7 (499) 788-91-24
E-mail: info@mashoil.ru
Продажи
и сервис: Телефон: +7 (499) 350-07-84
E-mail: sales@mashoil.ru



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

Оборудование для ГРП
Fracturing Equipment

Fidmash
Completion &
Production Solutions



22033, г. Минск, ул. Рыбалко, 26, комн. 17/133
Тел.: +375 (17) 298 24 17, факс: +375 (17) 368 30 26
e-mail: fidmashsales@nov.com website: www.fidmashnov.by
www.fidmashnov.ru www.fidmashnov.kz

Rybalko st., Minsk, 22033, Belarus, 26
Tel.: +375 (17) 298 24 17, fax: +375 (17) 368 30 26
e-mail: fidmashsales@nov.com website: www.fidmashnov.by
www.fidmashnov.ru www.fidmashnov.kz

