

Coiled/tubing

ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА ВРЕМЯ ГРП *Times*

издается с 2002 года / has been published since 2002

2 (064), Июнь / June 2018



www.cttimes.org



ПОД ЗНАМЕНОМ ЦИФРОВИЗАЦИИ
UNDER THE BANNER OF DIGITALIZATION

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ГНКТ В РОССИИ
PROSPECTS FOR COILED TUBING DEVELOPMENT IN RUSSIA

СЕРВИС «ФИДМАШ-ОНЛАЙН»
SERVICE "FIDMASH-ONLINE"

ТЕХНОЛОГИЯ Quantum PLT®
The Quantum PLT®

ТЕЗИСЫ КОНФЕРЕНЦИИ ПО КОЛТЮБИНГУ И
ВНУТРИСКВАЖИННЫМ РАБОТАМ SPE/ICOTA-2018
SPE/ICOTA COILED TUBING & WELL INTERVENTION
CONFERENCE-2018 ABSTRACTS

Партнер выпуска –
ООО «Пакер Сервис»

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



Ждем вас на нашем стенде
A243, Зал №13 на выставке
«НЕФТЬ И ГАЗ»/MIOGE 2018



64

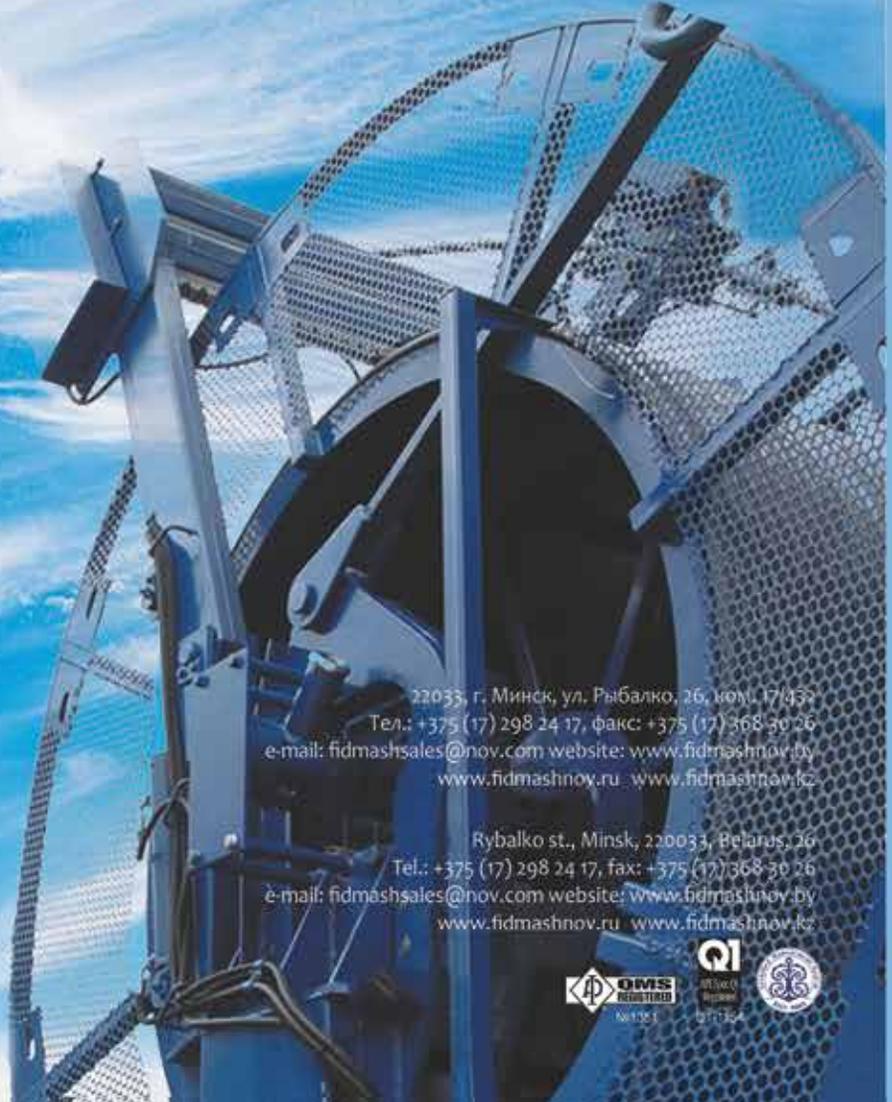




Колтюбинговое, азотное и
насосное оборудование
Coiled Tubing, Nitrogen and
Pumping Equipment

Оборудование для ГРП
Fracturing Equipment

Fidmarsh
Completion &
Production Solutions



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

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



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

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

При поддержке Министерства энергетики РФ



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

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

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

Тематика:

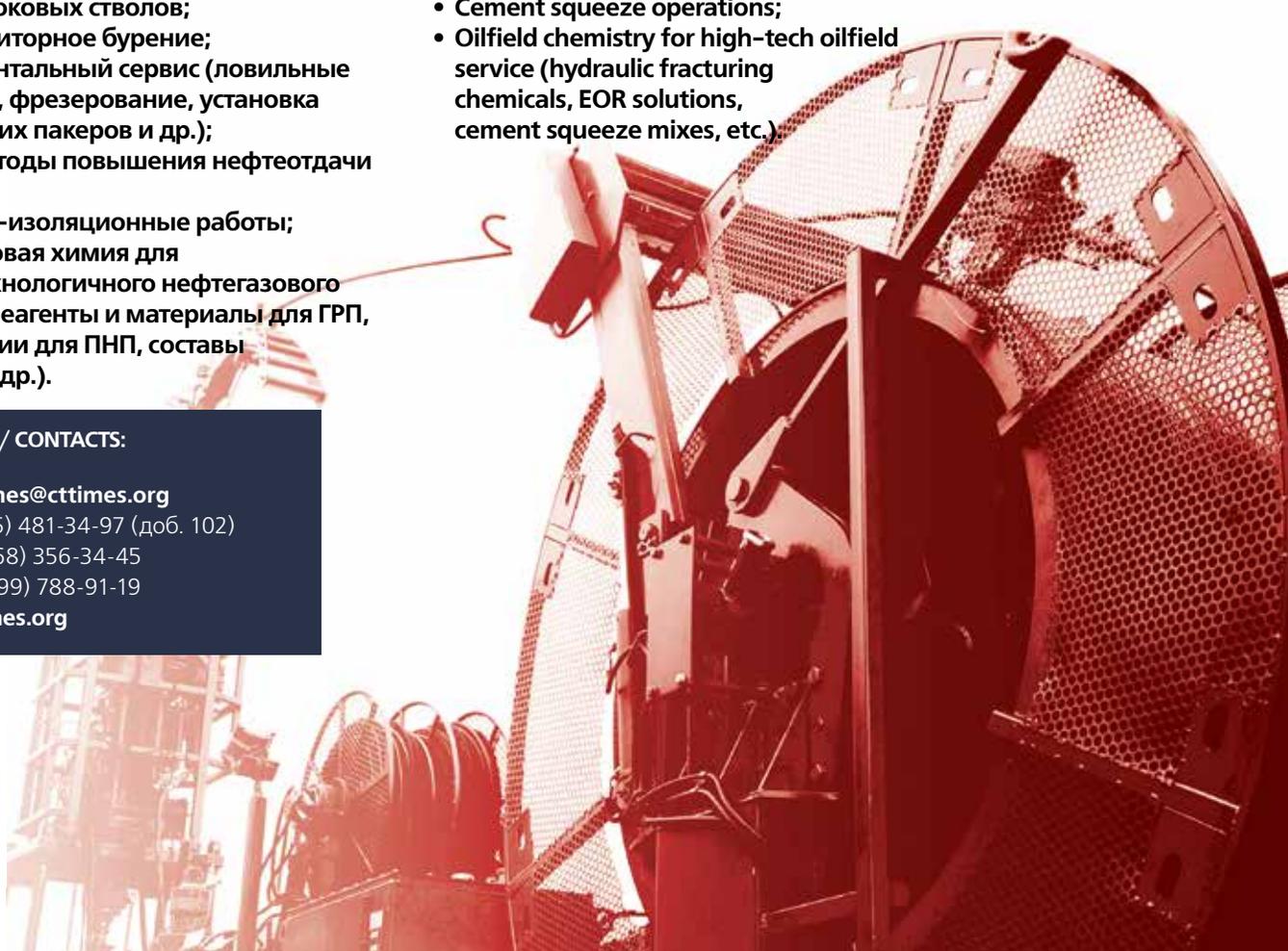
- Колтюбинговые технологии;
- Актуальные технологии ГРП (МГРП в горизонтальных скважинах, ГПП плюс ГРП, ГРП с азотом, использование колтюбинга при проведении ГРП, большеобъемные ГРП, КГРП плюс ГРП и др.);
- Кислотные обработки (в т.ч. матричные БСКО);
- Радиальное вскрытие пластов;
- Современные методы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

Conference topics:

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

КОНТАКТЫ / CONTACTS:

E-mail: cttimes@cttimes.org
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 кольтюбинговых технологий»;

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

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

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

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

Р. Кларк, почетный редактор журнала;

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

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

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

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

М.А. Силин, д.х.н., первый проректор по стратегическому развитию НИУ РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина;

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

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

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

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

ИЗДАТЕЛЬ

ООО «Время кольтюбинга»

ЖУРНАЛ ПОДГОТОВЛЕН К ВЫПУСКУ

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

АДРЕС РЕДАКЦИИ

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

PRESIDENT OF EDITORIAL BOARD

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

EDITORIAL BOARD

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

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

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

H. Bulyka, Editor-in-Chief;

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

R. Clarke, Honorary Editor;

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

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

A. Korotchenko, Director, InTech, LLC;

A. Lapatsentava, Director General, FIDMASH;

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

A. Ovsiankin, Managing Director, Packer Service LLC;

M. Silin, Doctor of Chemistry, First Vice-Rector for Strategic Development, National Research University Gubkin Russian State University of Oil and Gas;

E. Shtakhov, Doctor of Engineering, Deputy Director General, "RosTEKtehnologii";

A. Tretiak, Doctor of Engineering, Professor, Member of the Russian Academy of Natural Sciences, Head of Oil and Gas Equipment and Technologies Department, SRSTU (NPI);

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

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

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

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

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

Chief scientific consultant – **V. Voitenko**, Doctor of Engineering, Professor, Member of the Russian Academy of Natural Sciences; Scientific consultants –

L. Magadova, Doctor of Engineering, Deputy Director of Institute of Industrial Chemistry, Gubkin Russian State University of Oil and Gas;

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

PUBLISHER

Coiled Tubing Times, LLC

JOURNAL HAS BEEN PREPARED FOR PUBLICATION

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

ADDRESS OF EDITORIAL OFFICE

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

СЛОВО РЕДАКТОРА

Новый номер нашего журнала устремлен в будущее под девизом «цифровизация». Во всем мире «цифра» уже преобразила многие виды человеческой деятельности. Нефтегазовая отрасль, хотя идет и не в первых рядах, но уверенно участвует в этом процессе. Большие данные, онлайн-сервисы, интернет вещей, искусственный интеллект – эти термины мы слышим повсеместно.

В нефтесервисе, особенно при проведении ГРП, оцифрованные массивы информации о прошлых операциях помогают не только более эффективно провести работы, но и избежать ошибок, неизменно влекущих значительные финансовые издержки. Развитие колтюбинговых технологий также невозможно без «цифры», без передачи данных из забоя в режиме реального времени и их оперативного анализа цифровыми средствами.

Ведущие производители оборудования для высокотехнологичного нефтегазового сервиса уже учитывают тенденцию на цифровизацию. В частности, СЗАО «ФИДМАШ» предоставляет сервис «Фидмаш-Онлайн», предполагающий онлайн-доступ через сайт предприятия и мониторинг данных с любой работающей установки. Информацию об этом вы найдете в нашем выпуске.

Перспективам развития колтюбинговых технологий в России посвящена основательная публикация главного специалиста департамента бурения и внутрискважинных работ НТЦ ПАО «Газпром нефть» Сергея Симакова. Автор отмечает, что в настоящее время наблюдается тенденция к наращиванию длины ГТ, увеличению диаметра, а работа с трубами диаметром 60 мм на глубинах более 6000 м невозможна без силовой установки с гарантированным запасом прочности по грузоподъемности инжекторной головки. Оборудование ГНКТ в перспективе видится многозадачным комплексом, способным откликнуться на новые вызовы. Именно такой комплекс создан конструкторами СЗАО «ФИДМАШ» и вскоре будет представлен потенциальным потребителям.

О новейших трендах развития отрасли, озвученных на Конференции по колтюбингу и внутрискважинным работам, прошедшей в марте в Вудлендсе (Техас) под эгидой SPE/ICoTA, вы узнаете из объемной подборки тезисов самых интересных докладов.

А еще предлагаем вашему вниманию премьеру новой рубрики «Вектор развития». В ней мы будем публиковать материалы, напрямую не связанные с основной тематикой журнала, но косвенно (а, возможно, уже и прямо) влияющие на состояние отрасли. В этом номере мы разместили исчерпывающую информацию об электромобилях – направлении, развитие которого, по прогнозам экспертов, способно сильно сократить использование углеводородов в глобальном масштабе.

Почти наравне по частоте употребления со словом «цифровизация» на различных энергетических форумах и конгрессах уже звучит другой пароль – «декарбонизация».

Впрочем, не сомневаюсь, что на наш с вами век нефти и газа хватит.

Рон Кларк



EDITORIAL

The new issue of our journal is looking ahead inspired by 'digitalization'. The 'digit' has already modified scores of human activities around the world. Though not at the forefront, oil and gas industry is confident in pursuing this way. Big data, online services, Internet of things, artificial intellect are the terms to be heard everywhere.

In oil service generally, and in hydraulic fracturing in particular, digitized mass data on previous operations not only contribute to efficiency, but also enable us to avoid mistakes which invariably result in substantial financial expenses. The development of coiled tubing also seems impossible without the 'digit' or without data being transferred from the bottom hole in real-time mode and analyzed promptly through digital means.

The leading manufacturers of equipment for high-technology oil and gas service have been quick to take up the digitalization trend. For example, FIDMASH offers Fidmash-Online Service providing access through its website to, and data monitoring of any operating unit. Find more details about the service in our issue.

The prospects of the development of coiled tubing technologies in Russia are given wide coverage in the article by Sergey Simakov, senior specialist of Drilling and Interventions Department at Gazpromneft Scientific-Research Center (SRC). According to the author, there is a current tendency for increasing the length and diameter of coiled tubing, while operating the tubing of 60 mm in diameter at 6,000 m and deeper is impossible without a power unit providing guaranteed safety factor for the injector head pull capacity. Ultimately, coiled tubing equipment is to become a multi-purpose complex capable of meeting new challenges. Such complex has already been created by the designers of FIDMASH and will shortly be presented to its potential users.

An extensive range of abstracts from the most promising reports made at SPE/ICoTA Coiled Tubing & Well Intervention Conference which was held in March in Woodlands, Texas will provide an insight into the latest industry trends.

Finally, we would like to introduce to you our new column Vector of Development. It will contain materials which reveal no immediate connection with the major subjects of the journal, while at the same time having an indirect (or even direct) impact on the state of industry. We have included into this issue exhaustive information on electric vehicles whose growing popularity, according to the experts' forecasts, is likely to reduce the consumption of hydrocarbons on a global scale.

At various energy forums and congresses, another password, 'decarbonization', competes with 'digitalization' in the frequency of use.

However, I have no doubts that oil and gas will not run short within our lifetime.

Ron Clarke

ПЕРСПЕКТИВЫ

- 6** Навстречу 19-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы»
- 12** Под знаменем цифровизации. Аналитический обзор
- 22** **Сергей Симаков**
Вызовы сегодняшнего дня. Перспективы развития ГНКТ в России
- 28** Технологический день ГНКТ в Научно-техническом центре (НТЦ) «Газпром нефти»

ТЕХНОЛОГИИ

- 36** **Кирилл Овчинников, Ксения Сапрыкина, Павел Бузин, Андрей Гурьянов, Александр Каташов**
Технология Quantum PLT®. Испытания, опыт применения, уроки и перспективы

46 Тезисы Международной конференции и выставки по колтюбингу и внутрискважинным работам SPE/ICoTA (часть 1)

46 *Секция 1.*
Внутрискважинные работы в сложных скважинах

51 *Секция 2.* Повышение эффективности внутрискважинных работ

56 *Секция 3.*
Внутрискважинные работы с помощью электрического кабеля и канатной техники

61 *Секция 4.*
Внутрискважинные работы с применением ГНКТ

ОБОРУДОВАНИЕ

70 **Андрей Гляцевич**
Сервис «Фидмаш-Онлайн»

74 **В.В. Горин**
Разработка и внедрение новых образцов оборудования АО «ОКБ Зенит»

КОЛОНКА ЧЛЕНА РЕДАКЦИОННОГО СОВЕТА

76 **Ю.А. Балакиров**
Производственный «КАНКАН»

КОНФЕРЕНЦИИ И ВЫСТАВКИ

78 Выставка «Нефтегаз-2018» и Национальный нефтегазовый форум – поддержка инновационному развитию ТЭК России

81 Выставка «ЭЛЕКТРО-2018» и конференция «Интеллектуальная энергетика будущего: новый взгляд на технологии, меняющие мир»

82 72-я Международная молодежная научная конференция «Нефть и газ – 2018»

83 Техническая конференция SPE «Трудноизвлекаемые запасы»

85 XXIV научно-практическая конференция «Новая геофизическая техника и технологии для решения задач нефтегазовых компаний»

87 V Международная конференция «Колтюбинг. Интенсификация. Новое бурение»

ВЕКТОР РАЗВИТИЯ

92 Вперед на электромобиле

96 **Новости**

106 **Красота месторождений**

PROSPECTS

6 Towards the 19th International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference

12 Under the Banner of Digitalization. Analytical review

22 **Sergey Simakov** Current Challenges. Prospects for Coiled Tubing Development in Russia

28 Coiled Tubing Technology Day in Gazpromneft Scientific-Research Center (SRC)

TECHNOLOGIES

36 **Kirill Ovchinnikov, Ksenia Saprykina, Pavel Buzin, Andrey Guryanov, Alexander Katashov** The Quantum PLT[®]. Technology Validation, Lessons Learned and Perspectives

46 SPE/ICoTA Coiled Tubing & Well Intervention Conference & Exhibition 2018 Abstracts (Part 1)

46 *Session 1.* Intervention in Challenging Wells

51 *Session 2.* Improving Operational Efficiency

56 *Session 3.* Electric Wireline, Slick and Braided Line Applications

61 *Session 4.* Coiled Tubing Applications

EQUIPMENT

70 **Andrey Glyatsevich** Service "Fidmash-Online"

96 **News**

106 **The Beauty of Oilfields**

19-я Международная научно-практическая конференция «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы» The 19th International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference

При поддержке Министерства энергетики РФ



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

**Конференция состоится 8–9 ноября
2018 года в Москве.**

Организаторы: российское отделение Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA-Россия), научно-практический журнал «Время колтюбинга. Время ГРП», Некоммерческое партнерство «Центр развития колтюбинговых технологий» (г. Москва).

Официальная поддержка: Министерство энергетики Российской Федерации.

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

Структура мероприятия: на 8–9 ноября запланированы **шесть технических секций.**

Их тематика:

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

8 ноября. Торжественный прием, в рамках которого состоится вручение дипломов лауреатам специальной премии Intervention Technology Award, учрежденной российским отделением Ассоциации специалистов по колтюбингу и внутрискважинным работам (ICoTA-Россия).

8–9 ноября. Выставка. Будут представлены продукция и/или технологии компаний-участниц.

**The conference will be held on November 8–9,
2018 in Moscow.**

Organizers: the Russian Chapter of the Intervention & Coiled Tubing Association (ICoTA-Russia), Scientific and Practical Coiled Tubing Times Journal and NP Coiled Tubing Technologies Development Center (Moscow)

Supported by the Ministry of Energy of the Russian Federation

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

Structure of the event: six technical sessions are planned for November 8–9.

Topics of the sessions:

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

November 8. Welcome Reception.

The Intervention Technology Award established by the Russian Chapter of the Intervention & Coiled Tubing Association (ICoTA-Russia) will be presented to the selected companies.

November 8–9. Exhibition. Products and/or technologies of the participating companies will be presented there.

Working languages are either Russian or English.

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

The 19th 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

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

Международная научно-практическая конференция «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы» проводится ежегодно. Это старейший в России профессиональный форум для специалистов нефтегазового сервиса, заказчиков высокотехнологичных нефтесервисных услуг и производителей соответствующего оборудования.

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

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

На 19-й конференции будут предоставлены все условия для продуктивного как формального, так и неформального кулуарного общения специалистов в процессе кофе-брейков, фуршета и торжественного приема. Вы сможете обсудить актуальные проблемы с коллегами из ведущих компаний, побеседовать с англоязычными участниками конференции с помощью квалифицированных переводчиков.

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

Зарегистрироваться в качестве участника конференции Вы можете по адресу: www.cttimes.org/conf/confreg/

Информация о спонсорских возможностях высылается по запросу.

E-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

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

Simultaneous interpretation will be provided.

The International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference is held on an annual basis. It is the Russian longest-standing professional forum for oil and gas services specialists, purchasers of high-tech oilfield services and manufacturers of oilfield equipment.

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

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

At the 19th conference you will have a possibility to communicate with colleagues both in formal and informal surroundings (during coffee breaks, standing buffet or evening party). You will be able to discuss timely topics and problems with the specialists of the presented leading oil and gas companies. Our interpreters are always ready to help with linguistic barrier breaking.

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

You can sign up to the conference by filling the online application form at www.cttimes.org/conf/confreg/

Information about Sponsorship Packages is available upon request.

E-mail: cttimes@cttimes.org

Tel. +7 (495) 481-34-97 (ext. 102)

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

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

www.cttimes.org/en/

*We look forward to meeting you!
Organizing Committee*

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



РЕГИСТРАЦИОННАЯ ФОРМА

19-я Международная научно-практическая конференция
«КОЛТЮБИНГОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ, ГРП, ВНУТРИСКВАЖИННЫЕ РАБОТЫ»
8–9 ноября 2018 г.

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

1. Пожалуйста, заполните регистрационную форму. *Поля, обязательные для заполнения

*Фамилия *Написание по-английски

*Имя *Написание по-английски

*Отчество

*Должность

Написание по-английски

*Компания

*Адрес электронной почты *Телефон

*Факс

Почтовый адрес

2. Пожалуйста, отметьте формат участия: конференция, выставка.

8–9.11.2018 – КОНФЕРЕНЦИЯ

Регистрационный взнос

Для делегатов..... 70 800 руб.

Для докладчиков (доклады нерекламного характера)..... 63 720 руб.

Характер доклада определяет программный комитет конференции

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

Регистрационный взнос с одного человека65 844 руб.

Для участников конференций 2009–2017 гг. – скидка 5%

Регистрационный взнос с одного человека.....67 260 руб.

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

Для заочных участников..... 11 800 руб.

Все цены включают НДС (18%)

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

	Формат	Сумма
Делегат конференции		
Делегат конференции – докладчик		
Заочный участник конференции		

Гостиница «Новотель»

Адрес: Россия, Москва, гостиница «Новотель»
(Пресненская наб., 2, ст. м. «Деловой центр»,
«Выставочная»)

Бронирование номеров: +7 495 705-94-86



APPLICATION FORM
The 19th International Scientific and Practical
COILED TUBING, HYDRAULIC FRACTURING AND WELL INTERVENTION CONFERENCE
November 8–9, 2018

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

Please, fill in the application form. *Mandatory fields

*Last Name

*First Name

*Position

*Company.....

.....

*E-mail

*Telephone

*Fax

Mail

Please, select your participation option: conference, exhibition.

8–9.11.2018 – CONFERENCE

- Registration fee:
- For delegates..... \$1490
 - For reporters (Non-advertizing reports).....\$600
 - The nature of the report is defined by the Program Committee of the conference
 - 3 or more participants from one organization have a 7% registration discount
 - Registration fee for one person\$1380
 - The participants of the conferences in 2009–2017 have a 5% registration discount
 - Registration fee for one person/\$1410

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

All prices include VAT

Please, select your participation option and registration fee:

	Option	Price
Delegate of the conference		
Delegate and reporter of the conference		
Correspondent participant of the conference		

Novotel Hotel
 Address: Russia, Novotel Moscow City Hotel
 (Presnenskaya emb. 2, "Delovoy Tsentr" /
 "Vystavochnaya" metro station)
 Reservation service: +7 495 705-94-86





*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 длиномерной трубы;
- Поставка оригинальных запасных частей, импортной комплектации и расходных материалов для колтюбингового, нагнетательного и азотного оборудования, а также оборудования для ГРП, с регионального склада в г. Сургут.



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



Россия, 119017, г. Москва
Пыжевский пер., д. 5, стр. 1, офис 224

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

ОТДЕЛ ПРОДАЖ И СЕРВИСА
+7 (916) 965-81-01
E-mail: sales@mashoil.ru

ПОД ЗНАМЕНОМ ЦИФРОВИЗАЦИИ UNDER THE BANNER OF DIGITALIZATION

Национальный нефтегазовый форум – 2018 (ННФ-2018) прошел под знаменем цифровизации. В мире меняется сама структура экономик. Все большие доли ВВП развитых стран создаются без роста энергозатрат. С развитием цифровой экономики человечество подходит к серьезному изменению глобальных трендов энергопотребления.

Слово «цифровизация» звучало как пароль в выступлениях большинства спикеров, украшало собой презентации, венчало информационные сообщения о конкретных достижениях компаний. Тренд был задан уже в самом названии главной пленарной сессии: «Технологическое развитие нефтегазовой отрасли России в условиях цифровой трансформации мировой экономики и структурных преобразований».

Одной из причин пристального внимания, оказанного форумом этой тенденции, явилось и то, что задача реализации системной программы развития цифровой экономики поставлена в послании президента Российской Федерации Федеральному собранию.

Индустриальные лидеры России и мира сегодня перестраивают бизнес-процессы, складывавшиеся десятилетиями. Цифровые технологии приходят в самые разные сферы нашей жизни. Интернет, социальные сети, электронные СМИ, Uber – вот только несколько разрозненных примеров повседневности. При всей непохожести этих явлений у них общая основа, так называемая цифра, – универсальный показатель, позволяющий говорить о том, что в мире повсеместно происходит цифровая трансформация, она же цифровизация. Как когда-то электрификация... Перефразируя классика, хочется воскликнуть: «Плюс цифровизация всей страны!».

В рейтинге Всемирного экономического форума Россия занимает 41-е место по готовности

The National Oil and Gas Forum 2018 was held under the banner of digitalization. The very structure of economies is changing in the world. All large shares of GDP of developed countries are created without increasing energy costs. With the development of the digital economy, the humankind is approaching a serious change in global trends in energy consumption.

The word "digitalization" sounded like a password in the speeches of most speakers, was frequently used in the presentations, information messages about specific achievements of companies. The trend was already set in the very title of the main plenary session: "Technological development of Russia's oil and gas industry in conditions of digital transformation of

С развитием цифровой экономики человечество подходит к серьезному изменению глобальных трендов энергопотребления.

With the development of the digital economy, the humankind is approaching a serious change in global trends in energy consumption.

the world economy and structural transformations."

One of the reasons for the close attention provided by the forum of this trend was the fact that the task of implementing the system program for the development of the digital economy was put in the message of the President of the Russian Federation to the Federal Assembly.

Industrial leaders of Russia and the world today are rebuilding the business processes that have developed over the decades.

Digital technologies come in all sorts of spheres of our life. Internet, social networks, electronic media, Uber – these are just a few scattered examples of everyday life. For all the dissimilarity of these phenomena, they have a common basis, the so-called "digit", a universal indicator that allows us to say that there is a digital transformation everywhere, digitalization. As

«Газпром нефть» утвердила цифровую трансформацию бизнеса в качестве одного из приоритетных направлений деятельности.

В компании принято решение о создании дирекции по цифровой трансформации.

Ключевыми задачами дирекции цифровой трансформации станут создание единой системы цифровых проектов компании для радикального повышения

операционной эффективности всех бизнес-процессов, а также развитие собственных интеллектуальных сервисов.

Подразделение начало работу в апреле 2018 года и приступило к созданию долгосрочной цифровой стратегии компании. Этот документ будет включать в себя планы внедрения новых технологий, преобразования организационных процессов и культуры командной

работы для тестирования IT-решений. Новая дирекция утвердит «дорожную карту» по цифровизации, оценит возможности синергии лучших проектов, а также займется акселерацией корпоративных изменений и развитием цифровых компетенций во всех подразделениях компании.

В планах «Газпром нефти» разработка собственной IT-платформы, которая позволит

к цифровой экономике и 38-е место по экономическим и инновационным результатам использования цифровых технологий. Причем от стран первой десятки мы отстаем с очень большим отрывом. Узкими местами для конкурентоспособности России на глобальном цифровом рынке являются низкий уровень инноваций и неразвитость бизнеса, а также недостаточно развитые государственные и частные институты и финансовый рынок. Тем не менее, согласно оценке все того же форума, цифровизация только нефтегазовой промышленности может принести России к 2026 году дополнительный доход \$1,6 трлн.

Топливо-энергетический комплекс не столь подвержен цифровой революции, как другие отрасли экономики. Пока что нефтегазовые компании серьезно отстают от изменений, стремительно происходящих в других отраслях, например, в банковском бизнесе. Тем не менее лидеры отрасли делают ставку на интенсивное развитие, главным условием которого является широкое внедрение и эффективное использование цифровых технологий.

Спикеры ННФ-2018 не уставали обращать внимание делегатов на то, что цифровизация становится самым важным фактором развития нефтегазовой отрасли, возводили ее в ранг четвертой промышленной революции (Индустрии 4.0) или эволюции, которая «революционализирует то, как мы используем имеющиеся активы». Одной из причин подобного внимания явилось снижение цен на нефть. Добывающие компании стали активнее привлекать прогрессивные технологии. Ведь, по сути, важна норма прибыли, а не абсолютная цена на нефть, а «цифра» способна значительно снизить издержки на всех этапах производственной цепочки.

Что же означает цифровизация для нефтегазовой отрасли? Прежде всего, это ►

Важна норма прибыли, а не абсолютная цена на нефть, а «цифра» способна значительно снизить издержки на всех этапах производственной цепочки.

The rate of profit and not the absolute price of oil, is important and the "digit" can significantly reduce costs at all stages of the production chain.

once the electrification ... To paraphrase the classic, I want to exclaim: "Plus the digitization of the whole country!" (V. Lenin's famous expression "Communism is Soviet power plus the electrification of the whole country")

In the rating of the World Economic Forum, Russia occupies the 41st place in readiness for the digital economy and the 38th place in terms of economic and innovative results of using digital technologies. And from the first ten countries we are lagging behind with a very large margin. The bottleneck for Russia's competitiveness in the global digital market is the low level of innovation and underdevelopment of business, as well as underdeveloped state and private institutions and the financial market. Nevertheless, according

to the assessment of the same forum, digitalization of the oil and gas industry alone could bring Russia an additional income of \$ 1.6 trillion by 2026.

The fuel and energy complex is not as susceptible to the digital revolution as other sectors of the economy. So far, oil and gas companies are seriously lagging behind changes that are rapidly occurring in other industries, for example, in the banking business. Nevertheless, industry leaders rely on intensive development, the main condition of which is the widespread introduction and effective use of digital technologies.

The speakers were never tired of drawing delegates' attention to the fact that digitalization is becoming the most important factor in the development of the oil and gas industry, elevating it to the rank of the fourth industrial revolution (Industry 4.0) or evolution, which ("quote"), "revolutionizes the way we use existing assets". One of the reasons for this was the decline in oil prices. Extractive companies have become more active in attracting advanced technologies. After all, in fact, the rate of profit and not the absolute price of oil, is important and the "digit" can significantly reduce costs at all stages of the production chain.

What does digitalization mean for the oil and gas industry? First of all, this is the transformation of "Big ►

разрабатывать сервисы для создания новых потоков и массивов данных, формировать инструментарий предиктивной аналитики цифровой информации. Уже ведется проработка требований и архитектуры прототипа платформы. В перспективе «Газпром нефть» планирует начать разработку новых продуктов и услуг, основанных на внедрении современных цифровых технологий.

За последние два года «Газпром

нефть» уже реализовала ряд успешных проектов в области внедрения технологий блокчейн, систем с искусственным интеллектом, предиктивной аналитики на основе Big Data, промышленного интернета вещей. Высокую эффективность показало создание «цифровых двойников» скважин, буровых, нефтеперерабатывающих установок. Дирекция по цифровой трансформации обобщит

накопленный опыт проектов по внедрению передовых технологий, определит вектор их дальнейшего развития.



Gazprom Neft has confirmed the digital transformation of its business as a priority area of focus, with the creation of a new "Digital Transformation Directorate".

The key objective of the Digital Transformation Directorate will be to

преобразование «больших данных» (Big Data) во что-то, на основе чего можно принимать решения. Появился и стал широко известен лозунг, что «данные – это новая нефть».

Более точное определение дала компания McKinsey: «Большие данные – это такие наборы данных, размеры которых превосходят возможности типичных систем управления базами данных по их сбору, хранению, управлению и анализу». По словам главы upstream-компании Бернарда Лоуни, большие данные (Big Data) приведут к революции в нефтяной отрасли.

Главная заслуга в появлении технологий работы с Big Data принадлежит компании Google. Благодаря характеру своего бизнеса Google постоянно сталкивалась с необходимостью обработки не просто больших, а гигантских объемов данных, причем постоянно растущих. С начала 2000-х годов Google для своих внутренних нужд разработала ряд технологий, многие из которых послужили отправной точкой для появления продуктов с открытым кодом, лежащих в основе экосистемы Hadoop. Основная идея новой экосистемы состоит в распределении задач по хранению и обработке данных между сотнями и тысячами различных узлов, что позволяет наиболее эффективно задействовать машинные ресурсы, минимизируя при этом риски потери данных в случае выхода из строя отдельных узлов.

В России с большими данными успешно работают такие компании, как «Сбербанк», ВТБ, МТС, «Мегафон».

Компания Accenture выяснила, что 36% нефтедобывающих компаний мира сейчас активно используют технологию Big Data, еще 38% намерены взять ее на вооружение в ближайшие 3–5 лет. Даже после обвала цен на нефть большинство нефтяных компаний мира не отказались от планов внедрения цифровых технологий и не стали экономить на этом направлении.

Накопленные данные становятся активом предприятия, таким же, как основные средства или финансовые вложения. Обширный массив данных представляет собой уникальный ресурс, который может быть использован в управлении

Бесполезно накапливать массивы данных в электронной форме и не анализировать их на основе контекста прошлого опыта!

It is useless to accumulate data sets in electronic form not analyzing them on the basis of the context of past experience!

Data" into something, on the basis of which it is possible to make decisions. A slogan appeared and became widely known that "data is the new oil".

A more accurate definition was given by oxford dictionary: "Extremely large data sets that may be analyzed computationally to reveal patterns,

trends, and associations, especially relating to human behavior and interactions." According to the head of upstream-company Bernard Lowey, large data (Big Data) will lead to a revolution in the oil industry.

The main merit in the emergence of technologies for working with Big Data belongs to Google. Due to the nature of its business, Google has constantly faced with the need to process not just large but huge amounts of data, constantly growing. Since the early 2000s, Google for its internal needs has developed a number of technologies, many of which served as a starting point for the emergence of open source products that underlie the Hadoop ecosystem. The basic idea of the new ecosystem is to distribute storage and processing tasks between hundreds and thousands of different nodes, which allows the most efficient use of machine resources, while minimizing the risks of data loss in the event of failure of individual nodes.

In Russia, such companies as Sberbank, VTB, MTS, Megafon are successfully operating with big data.

Accenture has found out that 36% of the world's oil companies are now using the Big Data technology, another 38% are going to use it in the next 3–5 years. Even after the collapse of oil prices, most of the world's oil companies have not abandoned plans for the introduction of digital technology and did not begun to save in this direction.

The accumulated data become an asset of the enterprise, the same as fixed assets or financial

create a single and inclusive system covering the company's full digital strategy, directed at game-changing improvements to the operational efficiency of all business processes, as well as the development of the company's own "smart services".

Commencing work in April 2018, the structural unit has now set about creating a long-term digital strategy for the company, to include plans for implementing new technologies,

transforming organisational processes, and engendering a team culture in testing IT solutions. The new Directorate will approve the company's "road map" on digitalisation, assess opportunities for synergies across the most viable projects, and will be involved in accelerating corporate change and developing digital competencies throughout the business.

Gazprom Neft's plans include developing its own IT platforms for creating new information flows and

datasets, and developing predictive analysis tools, with the requirements and architecture for a prototype platform already being worked out. Gazprom Neft plans also to begin developing new products and services based around the implementation of cutting-edge digital technologies.

Gazprom Neft has already implemented a range of successful projects over the past two years, including implementing blockchain

бизнесом, однако традиционные методы анализа информации для этого уже не подходят. Бесплезно накапливать массивы данных в электронной форме и не анализировать их на основе контекста прошлого опыта! Новые методы анализа информации позволяют принимать оптимизированные управленческие решения. Это означает, что мы можем эксплуатировать свои активы более эффективно и снижать затраты, уменьшать необходимый уровень инвестиций, получая при этом большую прибыль.

Толчком к гигантскому росту объемов данных в обозримом будущем станет интернет вещей. По данным компании Gartner, к 2020 году в мире будет насчитываться 20,4 миллиарда устройств, подключенных к Сети.

Большие данные являются базой для искусственного интеллекта, способного к самообучению, правильной трактовке реальности и прогнозированию. И чем больше объем загруженных данных, тем более точные прогнозы можно получить – зависимость тут прямая. Задача искусственного интеллекта – находить ошибки в данных и доопределять отсутствующие значения, тем самым повышая качество информации, выявлять новые, не замеченные ранее закономерности, ускорять сам процесс анализа. Только машине под силу проанализировать каждый мегабайт данных, интегрировать разнородные данные, учитывать различные закономерности при построении прогнозов. С помощью методов искусственного интеллекта можно делать прогнозы и давать рекомендации по оптимизации работы компании. Прогнозируется, что именно инструментальный искусственный интеллект будет наиболее активно развиваться в ближайшие годы. Этому направлению эксперты отдают пальму первенства как основной технологии будущего в нефтегазовой отрасли.

Еще один инструмент цифровизации – облачные технологии. Облачные вычисления позволяют со скоростью молнии проводить анализ по всему типу активов. С развитием таких технологий появилась возможность практически мгновенно передавать информацию куда угодно и откуда угодно, например, со скважины в центр

investments. A vast array of data is a unique resource that can be used in business management, but traditional methods of analyzing information are no longer suitable for this. It is useless to accumulate data sets in electronic form not analyzing them on the basis of the context of past experience! New methods of analyzing information allow us to make optimized management decisions. This means that we can exploit our assets more efficiently and reduce costs, reduce the necessary level of investment, while gaining greater profits.

The impetus to the huge growth of data volumes in the foreseeable future will be the Internet of things. According to Gartner, by 2020 there will be 20.4 billion devices connected to the Web.

Big data is the basis for artificial intelligence, capable of self-learning, correct interpretation of reality and forecasting. And the more the volume of downloaded data, the more accurate forecasts can be obtained – the dependence here is direct. The task of artificial intelligence is to find errors in the data and to determine the missing values, thereby improving the quality of information, to identify new patterns not observed previously, to accelerate the process of analysis. Only the machine is able to analyze every megabyte of data, integrate heterogeneous data, take into account the various patterns in the construction of forecasts. Using the methods of artificial intelligence, you can make predictions and give recommendations for optimizing the work of the company. It is predicted that it will be the tool of artificial intelligence that will most actively develop in the coming years. The experts give the palm as the main technology of the future in the oil and gas industry.

Another tool of digitalization is cloud technologies. Cloud computing allows to conduct rapid analysis throughout the whole type of assets. With the development of such technologies, it has become possible to transfer information almost instantaneously anywhere, from anywhere, for example, from a well to the control center. Due to integration in the cloud, it is possible to ensure the coordinated work of a number of enterprises within a single business process and thereby optimize all links in the value chain and achieve the target

technologies, AI systems, “Big Data” predictive analysis systems, and the “Industrial Internet of Things”. The creation of “digital twins” for wells, drilling sites and refining facilities has also proved highly effective. The Digital Transformation Directorate will be responsible for collating information and data on the company’s projects and its experience in implementing cutting-edge technologies, and will determine strategies for their further development.

Total и Google Cloud подписали соглашение о совместной разработке технологий искусственного интеллекта (ИИ), применяемых для анализа геологических данных при разведке и добыче нефти и газа.

В соглашении основное внимание уделяется разработке программ ИИ, которые позволят интерпретировать изображения геологической среды, полученные, в частности,

из сейсмических исследований (с использованием технологии Computer Vision), а также автоматизировать анализ технической документации (с использованием технологии обработки естественного языка). Эти программы позволят геологам, геофизикам и инженерам по разработке и геoinформации компании Total увеличить скорость и эффективность изучения

управления. За счет интеграции в облаке можно обеспечить скоординированную работу ряда предприятий в рамках одного бизнес-процесса и тем самым оптимизировать все звенья цепи создания стоимости и добиться целевого финансового результата. Долгое время нефтегазовые компании сдерживали развитие облачных технологий по соображениям кибербезопасности. В результате наметилось отставание нашей нефтегазовой индустрии в этом сегменте. Но по мере того как облака становятся все более безопасными, добывающие компании будут все активнее применять подобные инструменты.

Заслуживают внимания и современные нейросети, призванные анализировать объекты в кратчайшие отрезки времени. Такая нейросеть анализирует опыт прошлых лет и методом вычисления исключает из алгоритма неоптимальные режимы, и учится прогнозировать будущую работу системы.

Поскольку нефтегазовая отрасль сталкивается с различными технологическими трудностями, цифровизация здесь находит применение по всей цепочке создания добавленной стоимости. Она успешно редуцирует проблемы, связанные с трудноизвлекаемыми запасами нефти и газа, снижением коэффициента извлечения нефти (КИН), заводнением скважин, проблемами безопасности персонала и т.д. Можно с уверенностью утверждать, что цифровизация способна решить множество вопросов, в особенности тех, которые до сих пор были мало изучены. По оценкам BP, за счет развития цифровых технологий технически извлекаемые запасы могут вырасти на 35%, а себестоимость углеводородов – снизиться на 25%.

Среди наиболее перспективных сегментов для перехода на цифровые технологии в отрасли эксперты выделяют управление активами и инфраструктурными объектами, разработку месторождений, геофизический сервис, трубопроводы, переработку. Применение технологий горизонтального бурения и гидроразрыва пласта для разработки сланцевых пород, приведшее к сланцевой революции, –

Применение технологий горизонтального бурения и гидроразрыва пласта для разработки сланцевых пород, приведшее к сланцевой революции, – прямой результат цифровизации.

The use of horizontal drilling and fracturing technologies to develop shale rock, leading to a shale revolution, is a direct result of digitalization.

financial result. For a long time, oil and gas companies hindered the development of cloud technologies for reasons of cybersecurity. As a result, our oil and gas industry has lagged behind in this segment. But as clouds become more and more secure, mining companies will increasingly use such tools.

Modern neural networks designed to analyze objects in the shortest time are totally noteworthy. Such a neural

network analyzes the experience of previous years and excludes from the algorithm non-optimal regimes from the algorithm and then learns to predict the future operation of the system.

Since the oil and gas industry faces various technological difficulties: digitalization is used throughout the entire value chain. It successfully reduces the problems associated with hard-to-recover oil and gas reserves, a reduction in the oil recovery factor, well flooding, personnel safety problems, etc. It can be confidently asserted that digitalization can solve many issues, especially those that have so far been little studied. According to BP estimates, due to the development of digital technologies, technically recoverable reserves can grow by 35%, and the cost of hydrocarbons is reduced by 25%.

Experts identify the most promising segments for switching to digital technologies in the industry by managing assets and infrastructure facilities, developing deposits, geophysical services, pipelines, and processing. The use of horizontal drilling and fracturing technologies to develop shale rock, leading to a shale revolution, is a direct result of digitalization, which has largely changed the market. The "Digit" allows you to solve problems faster, more economically and with less risks, expanding the horizons of opportunities.

нефтегазовых месторождений.

В рамках этого партнерства геологи Total будут работать бок о бок с экспертами по машинному обучению Google Cloud в рамках одного проекта в Лаборатории передовых решений Google Cloud в Калифорнии.

• • •

Total and Google Cloud have signed an agreement to jointly develop artificial intelligence (AI) solutions applied to subsurface data analysis for oil and gas exploration and production.

The agreement focuses on the development of AI programs that will make it possible to interpret subsurface images, notably from seismic studies (using Computer Vision technology) and automate the analysis of technical documents (using Natural Language Processing technology). These programs will allow Total's geologists, geophysicists, reservoir and geo-information engineers to explore and assess oil & gas fields faster and more effectively.

Under this partnership, Total geoscientists will work side-by-side with Google Cloud's machine learning experts within the same project team based in Google Cloud's Advanced Solutions Lab in California.

Проект «Применение российских технологий информационного моделирования (BIM) при проектировании, строительстве и эксплуатации Новопортовского

прямой результат цифровизации, в значительной степени изменивший рынок. «Цифра» позволяет решать задачи быстрее, экономичнее и с меньшими рисками, расширяя горизонты возможностей.

Вопрос применения цифровых технологий напрямую связан с трудноизвлекаемыми запасами Западной Сибири, где добыча падает на 4–5% ежегодно, и задача не в том, чтобы нарастить добычу, а в том, чтобы за счет реализации рентабельных проектов повысить ее эффективность. «Цифра» призвана помочь решению и этой задачи.

Разрушение старых бизнес-моделей способно обеспечить реальный рост отрасли. В ближайшем будущем появятся месторождения, которые контролируют себя сами и управляются виртуальными группами экспертов, расположенными в разных странах мира. Это тоже отражено в концепции цифровизации.

В нефтесервисе, особенно при проведении ГРП, оцифрованные массивы информации о прошлых операциях помогают не только более эффективно провести работы, но и избежать ошибок, неизменно влекущих значительные финансовые издержки. Именно поэтому цифровые технологии, сопровождающие ГРП, развиваются наиболее быстрыми темпами по сравнению с тем, как это происходит в других сегментах нефтегазового сервиса. Развитие колтюбинговых технологий также невозможно без «цифры», без передачи данных из забоя в режиме реального времени и их оперативного анализа цифровыми средствами.

Ведущие производители оборудования для высокотехнологичного нефтегазового сервиса уже учитывают тенденцию на цифровизацию. В частности, СЗАО «ФИДМАШ» предоставляет сервис «Фидмаш-Онлайн», предполагающий онлайн-доступ через сайт предприятия и

В ближайшем будущем появятся месторождения, которые контролируют себя сами и управляются виртуальными группами экспертов, расположенными в разных странах мира.

In the near future, there will be deposits that control themselves and are managed by virtual groups of experts located in different countries of the world.

The issue of the use of digital technologies is directly related to the hard-to-recover reserves of Western Siberia, where production falls annually at 4–5% annually, and the task is not to increase production, but to increase its efficiency through cost-effective projects. The "Digit" is the solution of this problem.

Destruction of old business models can provide real growth of the industry. In the near future, there will be deposits that control themselves and are managed by virtual groups of experts located in different countries of the world. This is also reflected in the concept of digitalization.

In the oilfield service, especially when carrying out hydraulic fracturing, digitized arrays of information about past operations help not only to carry out works more efficiently, but also to avoid mistakes that inevitably entail significant financial costs. That is why the digital technologies accompanying hydraulic fracturing develop at the fastest pace compared to how it is in other oil and gas service segments. The development of coiled tubing technologies is also impossible without the "digit", without the transfer of data from the face in real time and their rapid analysis by digital means.

In the oilfield service, especially when carrying out hydraulic fracturing, digitized arrays of information about past operations help not only to carry out works more efficiently, but also to avoid mistakes that inevitably entail significant financial costs. That is why the digital technologies accompanying hydraulic fracturing develop at the fastest pace compared to how it is in other oil and gas service segments. The development of coiled tubing technologies is also impossible without the "digit", without the transfer of data from the face in real time and their rapid analysis by leading manufacturers of equipment for high-tech oil and gas service already take into account the trend towards digitalization. In particular, FIDMASH provides a Fidmash-Online service that involves on-line access through the company's site and monitoring

месторождения» стал победителем конкурса «Проект года» IT-портала Global CIO в номинации «Лучшая отечественная разработка».

Информационная модель инфраструктуры Новопортовского месторождения разработана компаниями «Газпромнефть-Ямал» (оператор Новопортовского месторождения) и «Неолант». Она представляет собой единое электронное хранилище инженерной

и финансовой информации о каждом производственном объекте актива. Прототип отражает рельеф местности, инженерные сети, трубопроводы, архитектурно-строительные элементы и другие конструкции и оборудование.

Для постоянного обновления фото- и видеоданных строящихся объектов применяются камеры, установленные на квадрокоптерах и позволяющие производить панорамную съемку

с обзором 360 градусов. Качество и эффективность строительства обеспечиваются использованием 6D-моделей, включающих не только инженерную и архитектурную информацию, но и данные о сроках и финансировании.

Использование цифровой модели на стадии строительства позволяет повысить эффективность управленческих решений, предотвратить критические

мониторинг данных с любой работающей установки.

Растет спрос на услуги сервисных геофизических компаний, которые обрабатывают гигантские массивы данных, интерпретируя результаты сейсмических исследований. Это дорогое удовольствие, но такие расходы не только окупаются, но и приносят существенную выгоду. Благодаря точно ориентированному бурению кардинально улучшается результативность работ.

Большинство цифровых решений разрабатывается в партнерстве между нефтесервисными компаниями (например, GE и BP, Baker Huges и Shell) и ВИНК. В России нефтесервисные компании активно сотрудничают с технологическими игроками для создания полностью интегрированных решений (например, «Шлюмберге» и IBM, Atos и Siemens). Использование цифровых технологий в разведке и добыче становится особенно важным в условиях низких цен на нефть, и цифровые решения помогают добиться ощутимого снижения стоимости освоения запасов углеводородного сырья (в среднем на 3–5% внутри ВИНК).

В России, где в настоящий момент реализуется не так много крупных проектов, компании стараются использовать цифровые технологии, как правило, для решения двух ключевых задач: во-первых, для оптимизации добычи (прежде всего повышения нефтеотдачи), и, во-вторых, для снижения количества отказов оборудования и, как следствие, затрат на эксплуатацию. Для этих целей используются такие инструменты, как управление Big Data и прогнозная аналитика.

Что касается первой части задач, то благодаря внедрению новых технологий растет коэффициент извлечения нефти (КИН) и одновременно происходит сокращение издержек и внеплановых простоев. Согласно исследованию, проведенному Cambridge Energy Research Associates (CERA), отдача на «умных месторождениях» уже сейчас на 2–10% выше, чем на традиционных. И это только

СЗАО «ФИДМАШ» предоставляет сервис «Фидмаш - Онлайн», предполагающий онлайн-доступ через сайт предприятия и мониторинг данных с любой работающей установки.

FIDMASH provides a Fidmash-Online service that involves on-line access through the company's site and monitoring of data from any operating installation. digital means.

of data from any operating installation. digital means.

There is a growing demand for services of the companies that specialize in geophysical service, which process huge data sets, interpreting the results of seismic studies. This is an expensive pleasure, but such expenses not only pay off, but also bring significant benefits. Due to precisely oriented drilling, the work efficiency is radically improved.

Most digital solutions are developed in partnership between oilfield service companies (for example, GE and BP, Baker Huges and Shell) and vertical-integrated companies. In Russia, oilfield service companies actively cooperate with technology players to create fully integrated solutions (for example, Schlumberger and IBM, Atos and Siemens). The use of digital technologies in exploration and production is becoming especially important in the context of low oil prices, and digital solutions help to achieve a tangible reduction in the cost of developing hydrocarbon reserves (on average 3–5% inside the vertical-integrated company).

In Russia, where not many large projects are currently being implemented, companies are trying to use digital technologies, as a rule, to solve two key problems: first, to optimize production (first of all, to improve oil recovery), and, secondly, to reduce the number of equipment failures and, as a result, the cost of operation. For these purposes, tools such as the management of Big Data and predictive analytics are used.

With regard to the first part of the tasks, thanks to the introduction of new technologies, coefficient of oil recovery and simultaneously there is a reduction in costs and unplanned downtime. According to a study conducted by Cambridge Energy Research Associates (CERA), the return on "smart deposits" is now 2–10%

ситуации, снизить финансовые затраты и сроки выполнения строительно-монтажных работ. В целом период реализации проекта от «нулевого цикла» до ввода в эксплуатацию за счет использования технологии информационного моделирования может быть сокращен на 30–40%.



A project involving the "Application of Russian information modelling

technologies (BIM) in design, construction and operation at the Novoportovskoye field" has won its nomination for "Best Domestic Development" at this year's Global CIO "Project of the Year" awards.

The information model covering infrastructure at the Novoportovskoye field was developed by **Gazpromneft-Yamal** (operator of the Novoportovskoye field) together with engineering, IT and information

specialists NEOLANT, and is a single electronic repository for engineering and financial data on every production facility at that asset, with the prototype reflecting all terrain, engineering networks, pipelines, architecture, construction, and other equipment and structures.

Cameras mounted on quadcopters (unmanned helicopters with four rotors) allowing 360-degree panoramic screening ensure the continuous

экспериментальная фаза развития подобных технологий.

Практически все ВИНК России в той или иной степени вовлечены в процесс цифровой трансформации бизнеса. По данным Vygon Consulting, в стране функционируют 27 «умных месторождений», крупнейшие ВИНК разрабатывают собственные технологические стратегии, создают современные инжиниринговые центры.

Дальше других на этом пути продвинулась компания «Газпром нефть». Совместно со «Сколтехом» «Газпром нефть» занимается исследованиями, связанными с прогностическим анализом больших объемов информации и развитием технологий сбора, хранения, моделирования и визуализации данных геолого-технологических процессов, а также процессов транспортировки и переработки нефти. Другой пример активного практического использования возможностей, которые несет с собой идея цифровой трансформации, анализ информации с применением машинного обучения – искусственного интеллекта. Ежедневно с добывающих активов «Газпром нефти» поступают большие объемы данных – эксплуатационные скважинные замеры (дебит жидкости, нефти, обводненность продукции, значения забойного давления), исследования физических характеристик пласта и добываемой жидкости. В то же время в силу разных причин эти данные могут быть не всегда корректны или полны и их анализ может привести к неверным выводам о текущем состоянии скважин или месторождения в целом и в конечном итоге повлиять на принятие решений, касающихся разработки. Такими решениями могут быть проведение гидроразрыва пласта или ремонта скважины, бурение боковых стволов или применение третичных методов повышения нефтеотдачи.

В середине ноября 2017 года у одного из самых современных и технологически продвинутых добывающих дочерних предприятий компании «Газпромнефть-Хантос» появился Центр управления добычей (ЦУД), который дает возможность комплексно управлять

higher than on traditional deposits. And this is only an experimental phase of development of similar technologies.

Virtually all of the vertical-integrated Russian companies are more or less involved in the process of digital business transformation. According to Vygon Consulting, there are 27 smart deposits in the country, the largest vertical-integrated companies are developing their own technological strategies, creating modern engineering centers.

The company Gazprom Neft has moved further along the way. Together with Skoltech, Gazprom Neft is engaged in research related to the predictive analysis of large volumes of information and the development of technologies for the collection, storage, modeling and visualization of geological and technological processes data, as well as the processes of oil transportation and processing. Another example of active practical use of the possibilities, which carries with it the idea of digital transformation, information analysis with the use

В России компании стараются использовать цифровые технологии, во-первых, для оптимизации добычи и, во-вторых, для снижения количества отказов оборудования.

In Russia companies are trying to use digital technologies first, to optimize production and, secondly, to reduce the number of equipment failures.

of machine learning – artificial intelligence. Every day, Gazprom Neft's production assets receive large amounts of data – operational well measurements (liquid flow, oil, water cut, bottomhole pressure), physical properties of the formation and produced fluid. At the same time, for various reasons, these data may not always be correct or complete and their analysis may lead to incorrect conclusions about the current state of the wells or the field as a whole and ultimately affect the decision making concerning development. Such solutions may be fracturing or

updating of photographic and video data on facilities under construction, with the quality and efficiency of construction ensured through the use of 6D models including not just engineering and architectural data, but also information on deadlines and finances.

The use of digital modelling in construction allows greater efficiency in management decision-making, prevents critical or emergency situations, and reduces lead times and costs

of construction. Using information modelling technologies can reduce total project lead-times, from initial construction works to commissioning, by 30 to 40 percent.

Специалисты **Научно-технического центра «Газпром нефти»** совместно с **Московским физико-техническим институтом (МФИ)** создали

самообучающуюся программу, позволяющую прогнозировать свойства пород на новых месторождениях. Реализация проекта позволит сэкономить компании десятки миллионов рублей за счет оптимизации количества исследований и повышения качества прогнозирования.

Единственная возможность физического изучения породы месторождения – это доставить в

эффективностью всего предприятия.

«ЛУКОЙЛ» несколько лет назад получил первый успешный результат от применения цифровых технологий в нефтедобыче на Кокуйском месторождении в Пермской области. Внедренная здесь система позволяет оперативно оценивать и корректировать основные параметры работы скважин и насосного оборудования.

«Сургутнефтегаз» воспользовался для оптимизации бизнес-процессов платформой данных и приложений In-Memory, которая автоматизирует учет продукции, расчет цен, обеспечивает сотрудников информацией и экономит аппаратные ресурсы.

«Татнефть» первый серьезный опыт использования «цифры» в нефтедобыче приобрела несколько лет назад на Ромашкинском месторождении. Результат оказался вдохновляющим: на определенном этапе удалось значительно, почти на треть, снизить себестоимость добычи.

Расчеты, проведенные Vygon Consulting, свидетельствуют о том, что в России к 2030 году цифровые технологии, улучшая эффективность геологоразведки и скорость внедрения методов увеличения нефтеотдачи и технологий разработки трудноизвлекаемых запасов, способны добавить к текущему уровню добычи около 155 млн тонн нефти, с избытком компенсировав объем недостаточной добычи на истощенных многолетней эксплуатацией месторождениях.

Новая реальность требует кардинального пересмотра методов ведения бизнеса и поиска инновационных путей развития. Молодое поколение российских инженеров уже мыслит в контексте цифровизации. Однако и людям, и организациям бывает очень трудно отказаться от своих отшлифованных до блеска компетенций, когда в них отпадает потребность.

По мнению экспертов, в цифровом будущем для компаний из нефтегазовой сферы на первое место выйдут компетенции, связанные с инновационным развитием, разработкой новых продуктов, развитием новых рынков. В то время как рутинные функции будут все больше

Практически все ВИНК России в той или иной степени вовлечены в процесс цифровой трансформации бизнеса.

Virtually all of the vertical-integrated Russian companies are more or less involved in the process of digital business transformation.

well repair, sidetracking, or the use of tertiary oil recovery techniques.

In mid-November of 2017, the Production Management Center, one of the most advanced and technologically advanced mining subsidiaries of Gazpromneft-Khantos, has been established, which provides an integrated way to manage the efficiency of the entire enterprise.

"LUKoil" several years ago received the first successful result from the use of digital technologies in oil production at the Kokuiskeye field in the Perm region. The system introduced here allows us to quickly assess and correct the main parameters of wells and pumping equipment operation.

Surgutneftegaz used the In-Memory data and application platform to optimize business processes, which automates product accounting, pricing, provides information to employees and saves hardware resources.

"Tatneft" first serious experience of using "digits" in oil production acquired a few years ago at the Romashkinskoye field. The result was inspiring: at a certain stage it was possible to significantly, by almost a third, reduce the production cost.

Vygon Consulting's calculations show that in Russia by 2030 digital technologies, improving the efficiency of geological exploration and the speed of introduction of methods for increasing oil recovery and technologies for developing hard-to-recover reserves, will be capable of adding about 155 million tons of oil to the current production level, The inadequate production of deposits depleted by long-term exploitation.

A new reality requires a thorough review of the methods of doing business and of finding innovative ways of development. A young generation of Russian

процессе разведочного бурения с глубины в несколько тысяч метров ее образец — керн (шлиф). Эта дорогостоящая процедура сегодня является практически единственным способом анализа породы на наличие углеводородов. Благодаря новой уникальной программе появилась возможность прогнозировать свойства пород на новых месторождениях без отбора новых образцов кернов. Теперь

специалисты «Газпром нефти» смогут анализировать «цифровые двойники» шлифов, собранные в единую самообучающуюся базу данных, объединяющую весь совокупный опыт разведочного бурения компании.

Новая технология была разработана совместно с МФТИ, который создал ее программный код. Специалисты НТЦ проводили экспертизу проекта и адаптировали

алгоритмы программы для решения прикладных задач нефтегазовой отрасли. Разработка будет интегрирована в информационную систему «Газпром нефти» ЭРА.

• • •

Specialists at **Gazprom Neft's Science and Technology Centre**, together with the **Moscow Institute of Physics and Technology (MIPT)**, have developed a self-learning programme allowing the identification

отдаваться на откуп роботам, востребованными останутся знания, связанные с геологоразведкой, анализом данных, управлением надежностью и эффективностью компании.

Еще один важнейший фактор, который нужно учитывать, – это кибербезопасность, без обеспечения которой невозможно в полной мере извлечь все выгоды цифровизации.

Цифровизация меняет сами тенденции в отрасли, преобразая множество процессов. Традиционно считалось, что экономический рост возможен только при росте энергопотребления, но сегодня уже целый ряд развитых стран показывает рост ВВП без увеличения потребления энергии, без роста потребления жидких углеводородов. Стремительно развивающийся Китай, в котором, согласно прогнозам, потребление энергии должно было неуклонно возрастать, к удивлению, также демонстрирует резкое снижение энергоемкости. Если на протяжении предыдущего столетия ключевым фактором развития был доступ к ресурсам, который и обеспечивал производственную маржу, то к настоящему времени эта маржа во все более значительной степени обеспечивается доступом к технологиям, снижающим производственные затраты. Обладание большой ресурсной базой – отнюдь не гарантия сытной жизни. Венесуэла тому пример.

Объединение традиционного багажа опыта, навыков и знаний с новыми инновационными решениями на базе современных информационных технологий способно обеспечить колоссальный синергетический эффект. Но, поднимая знамя цифровизации, не стоит забывать, что цифровизация – это всего лишь средство, призванное повысить эффективность всей системы нефтегазовой отрасли. Сложной системы, которая включает в себя объекты, субъекты и идеи. Главная составляющая этой триады, конечно же, идеи – пытливая человеческая мысль, движущая познание и генерирующая инновации.

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

engineers is already thinking in the context of digitalization. However, it is very difficult for people and organizations to abandon their polished competencies when there is no need for them.

According to experts, in the digital future for the companies from the oil and gas sphere the competencies related to innovative development, the development of new products, the development of new markets will come first. While routine functions will be increasingly given to the robots, knowledge related to geological prospecting, data analysis, reliability management and company efficiency will remain in demand.

Another important factor to consider is cybersecurity, without which it is impossible to fully extract all the benefits of digitalization.

Digitalization changes the trends in the industry themselves, transforming many processes. Traditionally, it was believed that economic growth is possible only with the growth of energy consumption, but today a number of developed countries show GDP growth without increasing energy consumption, without increasing consumption of liquid hydrocarbons. The rapidly developing China, in which, according to forecasts, energy consumption was to increase steadily, surprisingly, it also demonstrates a sharp decrease in energy intensity. If during the previous century the key development factor was access to resources, which provided the production margin, then by now this margin is increasingly provided by access to technologies that reduce production costs. Owning a large resource base is by no means a guarantee of a satisfying life. Venezuela is an example.

The combination of traditional luggage of experience, skills and knowledge with new innovative solutions based on modern information technologies can provide a colossal synergetic effect. But by raising the banner of digitalization, do not forget that digitalization is just a means to improve the efficiency of the entire oil and gas industry. A complex system that includes objects, subjects and ideas. The main component of this triad, of course, the idea – an inquisitive human thought, driving knowledge and generating innovation.

Analytical Group of the Coiled Tubing Times

of geological properties at new fields. Implementing the project means the company can save tens of millions of rubles by optimising the volume of research that can be undertaken, as well as improving quality in determining reserves.

The only way of physically examining formations at a field is through the process of extracting a core sample through exploratory drilling, from a depth of several thousand metres. This

very high-cost procedure is, currently, practically the only means of analysing a formation for the presence of properties at new fields without taking new core samples. Gazprom Neft specialists will now be able to analyse “digital doubles” of core samples collated from a single “machine -learning” database bringing together the company’s total cumulative experience in exploratory drilling.

This new technology has been developed in conjunction with the MITP,

which developed the programming code for it. Specialists from the Gazprom Neft Technology Centre were responsible for oversight of the project, as well as adapting programme algorithms to address various oil and gas industry practical challenges. This development will be integrated into the Gazprom Neft “Electronic Asset Development (EAD)” programme.

ВЫЗОВЫ СЕГОДНЯШНЕГО ДНЯ. Перспективы развития ГНКТ в России

CURRENT CHALLENGES. Prospects for Coiled Tubing Development in Russia

Сергей СИМАКОВ, главный специалист департамента бурения и внутрискважинных работ, Научно-технический центр (НТЦ) ПАО «Газпром нефть»

Сергей Симаков родился в Республике Башкортостан. Окончил Тюменский государственный нефтегазовый университет, специальность «разработка и эксплуатация нефтегазовых месторождений». Профессиональную трудовую деятельность начал в районе Крайнего Севера в 2002 году, в г. Муравленко, ЯНАО. Работал в компании «Би-Джей Сервисиз» (BJ) переводчиком (англ. язык), с 2006 года – в компании CWS (ЗАО «КВС Интернэшнл»), инженер по ГНКТ, ГРП. В 2010 году был приглашен в компанию ПАО «Газпром нефть», филиал «Газпромнефть-Муравленко», на должность главного специалиста по ГНКТ управления внутрискважинных работ. В 2015 году переведен на должность главного специалиста департамента бурения и внутрискважинных работ, ООО «Газпромнефть-НТЦ», г. Санкт-Петербург, где и работает в настоящее время.



Sergey SIMAKOV, senior specialist of Drilling and Interventions Department at Gazpromneft Scientific-Research Center (SRC)

Sergey Simakov was born in the Republic of Bashkortostan. He graduated from Tyumen State Oil and Gas University, his field of study was “development and operation of oil and gas fields”. He entered oil and gas industry in 2002 in the Extreme North region in Muravlenko, YANAO. He was working as an interpreter (English language) at BJ Services. Starting from 2006 he was working as a coiled tubing and fracturing engineer at CWS International. In 2010 he was offered a position of senior coiled tubing specialist at the Interventions Department. In 2015 he was promoted to a position of senior specialist of Drilling and Interventions Department at LLC Gazpromneft-SRC in Saint-Petersburg where he works now.

Сегодня понятие «гибкие насосно-компрессорные трубы» (ГНКТ), или колтюбинг, (англ. Coiled tubing; колонна гибких труб) широко известно, равно как и проводимые виды работ при помощи ГНКТ. Технология была изобретена во время Второй мировой войны для прокладки бензопровода под водой (проект PLUTO), но широкое применение получила только в конце 1980-х. Такие операции, как промывка скважин, освоение азотом, растепление гидратно-парафиновых пробок и т.д. перешли в разряд стандартных. Колтюбинговые установки в настоящее время позволяют выполнять практически все виды операций по капитальному ремонту скважин, при этом они полностью автоматизированы

Колтюбинговые установки в настоящее время позволяют выполнять практически все виды операций по капитальному ремонту скважин, при этом они полностью автоматизированы и, по сути, являются прототипами буровых и КРС-ных станков будущего.

At present time, coiled tubing units perform almost all types of intervention operations. These units are fully automated, and in fact are pilot models of future drilling and workover rigs.

Today, term “coiled tubing” is widely known, as well as types of operations performed using coiled tubing. The technology was invented during World War Two for fuel-pipe laying under water (PLUTO project), but it has come into common use only in the late 1980s. Cleanout, nitrogen lifting, thawing of hydrates and

paraffins, etc – these operations are considered standard now. At present time, coiled tubing units perform almost all types of intervention operations. These units are fully automated, and in fact are pilot models of future drilling and workover rigs.

West Siberia with the maximum concentration of coiled tubing units is the main Russian oil and gas region that can be

и, по сути, являются прототипами буровых и КРС-ных станков будущего.

Западная Сибирь как основная российская нефтегазоносная провинция может по праву считаться главным полигоном по испытанию и внедрению новых технологий, где на сегодняшний день сконцентрировано максимальное количество установок ГНКТ в России. Это регион, где нашли применение такие технологии ГНКТ, как геофизические исследования скважин, гидropескоструйная перфорация (ГПП), фрезерование портов МГРП, активация портов МГРП специализированными КНК и др.

К сожалению, структура запасов, их глубина залегания, доступность с каждым годом становятся все сложнее, и рядовые операции уже не отвечают тем вызовам, с которыми мы сегодня сталкиваемся. Строительство более сложных скважин требует разработки и применения нестандартного оборудования. Это касается систем заканчивания скважин с МГРП и, конечно же, ГНКТ как основного инструмента, отвечающего современным требованиям.

Если привести небольшую статистику в разрезе ПАО «Газпром нефть», то получим следующее: годы с 2010 по 2015-й отмечены применением гибких труб длиной 4000 м, 2016-й – 4500 м, 2017-й – 5000 м, и сейчас наблюдается тенденция к наращиванию длины ГТ, увеличению диаметра. Вместе с длинами изменилась и толщина стенки применяемых труб, вошли в применение разностенные, оптимизированные под конкретные скважинные условия (темпированные) трубы.

Изменение длины и диаметра влечет за собой также и ряд изменений технических особенностей оборудования, таких как тяговое усилие инжектора, силовой установки, диаметра узла намотки и его габаритных размеров.

С изменением поставленных задач меняются и технологические подходы. Таким образом, постепенно мы подошли к одному из основных вызовов, стоящих перед ГНКТ, – выполнению технологических задач на скважинах с амбициозными целями: горизонтальный участок 2000–3000 м, измеренная глубина (MD) 6100–6500 м и глубже. Отдельно стоит отметить вызовы, стоящие перед нами в связи с освоением все более северных территорий, находящихся

rightfully considered as the main area for testing and implementing of new technologies. Many coiled tubing technologies were applied in this region: logging, sand-jet perforating, milling of fracturing ports, fracturing ports activation with special tools, etc.

Unfortunately, reserves structure, depth and accessibility are becoming more complex each year so that standard operations no longer address challenges we face today. Drilling of more complex

wells require development and application of non-standard equipment. This includes multistage fracturing completion systems and CT as the main tool that meets modern requirements.

Statistics for Gazprom neft subsidiaries show that in 2010–2015 CT length reached 4000 m, in 2016 – 4500 m, in 2017 – 5000 m. Now there is a clear

tendency for the increase in CT length and diameter. CT wall thickness has also been changed. Service companies start to apply tapered CT strings optimized for certain well conditions.

Changes in length and diameter cause changes in the following technical characteristics of equipment: injector pull capacity, power pack, drum diameter and drum size.

Changes in operational objectives affect technology approaches. Therefore, we gradually came to one of the main challenges of coiled tubing – performing operations with ambitious goals: horizontal wellbores 2000–3000 m, measured depths 6100–6500 m. However, there are also challenges regarding development of north fields located beyond the Arctic Circle. The key problems here are low temperature and hydraulic system limitations. These problems can't be solved by the majority of coiled tubing units manufacturers. The existing equipment clearly does not meet the requirements at minus 35 °C temperature. To sum up, it is necessary to be ready not only from the technical point of view but also from the technological point of view. We have already seen these processes in the oil and gas industry and drilling rig evolution. There was a growth of rig lifting capacity, rigs were equipped with new automation elements and adapted to harsh operational conditions.

Heavy Duty CT units with increased lifting capacity can be applied for these purposes. These coiled tubing units have advantages and disadvantages. Coiled tubing unit with reel capacity 6500 m and CT diameter 2 3/8 (60,3 mm) can be useful in the following cases:

1. Operations for shifting full-bore sleeves in wells

Наблюдается тенденция к наращиванию длины ГТ, увеличению диаметра. Вместе с длинами изменилась и толщина стенки применяемых труб, вошли в применение разностенные, оптимизированные под конкретные скважинные условия (темпированные) трубы.

CT wall thickness has also been changed. Service companies start to apply tapered CT strings optimized for certain well conditions.

за полярным кругом. Здесь ключевым фактором являются низкие температуры и ограничения по гидравлической системе большинства производителей установок ГНКТ. При температуре минус тридцать пять градусов существующее оборудование явно не отвечают предъявляемым требованиям. Одним словом, необходимо быть готовыми не только с технической, но и с технологической точки зрения. Подобные процессы мы уже видели в нефтяной отрасли и эволюции бурового станка, где по мере роста глубин скважин росли и грузоподъемности станков, появлялись элементы автоматизации и адаптации установок к более суровым условиям эксплуатации.

Для решения подобных задач могут найти свое применение установки ГНКТ повышенной грузоподъемности (Heavy Duty). Такие установки ГНКТ имеют свои особенности: как преимущества, так и недостатки. Установка ГНКТ с емкостью узла намотки 6500 м и диаметром гибкой трубы 2 3/8 (60,3 мм) может быть полезна для:

1. Работ в горизонтальных участках 2000 м и более, для управления равнопроходными муфтами МГРП, где требуется приложить дополнительную нагрузку более тонны;
2. Управляемого бурения, где в телесистему (ТС) входит электрический ориентатор повышенной мощности, способный на забое разворачивать ВЗД вокруг своей оси до 360 градусов, и за счет угла перекоса на нем профиль коридора проводки скважины может составлять 1 м;
3. Применения спроектированных и изготовленных гибких труб под каждую конкретную сложную скважину, где технология темпирования будет необходима исходя из условий конструкции скважины.

Безусловно, работа с трубами диаметром 60 мм на глубинах более 6000 м невозможна без силовой установки с гарантированным запасом прочности по грузоподъемности инжекторной головки. Уже сегодня существуют западные компании, выпускающие инжекторные головки на



Рисунок 1 – Heavy Duty 1 (2 3/8)
Figure 1 – Heavy Duty 1 (2 3/8)

with horizontal sections of 2000 m and more, where additional load of more than 1 ton is required.

2. Directional drilling operations where telemetry system includes high-power electric orienting tool that is able to rotate positive displacement motor round its axis up to 360 degrees. This steering angle provides drilling window of 1 m.
3. Application of these designed and manufactured coiled tubing strings in complex wells where well geometry requires tapered strings.

No doubt, operation with coiled tubing of 60 mm diameter at depths of more than 6000 m is impossible without a power pack with a safety factor on the pull capacity of the injector head. Today, western companies manufacture injector heads with electrical drive that deals with several issues:

1. Increased pull capacity;
2. Independence on environmental temperature;
3. Manyfold increase in tripping speed;
4. Improved steerability.

Coiled tubing unit with drum length 6500 m and diameter 2 7/8 (73,0 mm) is perfect for multistage fracturing through coiled tubing. Clear advantage is higher speed of moving to the next stage, lower volume of injected fluid because there is no need to fill the tubing before and after fracturing. It is also worth mentioning about the unique ability to perform multistage re-fracturing in

Работа с трубами диаметром 60 мм на глубинах более 6000 м невозможна без силовой установки с гарантированным запасом прочности по грузоподъемности инжекторной головки.

Operation with coiled tubing of 60 mm diameter at depths of more than 6000 m is impossible without a power pack with a safety factor on the pull capacity of the injector head.

электроприводе, что, в свою очередь, решает сразу несколько вопросов:

1. Усиленная грузоподъемность;
2. Независимость от окружающей температуры;
3. Кратное увеличение скоростей СПО;
4. Улучшенная управляемость.

Установка ГНКТ с длиной барабана 6500 м, но диаметром уже 2 7/8 (73,0 мм) идеально подходит для выполнения МГРП через гибкую трубу, где есть явное преимущество в скорости перехода между стадиями, меньшим объемом прокачиваемой жидкости за счет отсутствия необходимости заполнять объем НКТ до начала ГРП и на стадии «продавки». Также стоит отметить уникальную возможность повторных подходов МСГРП с гибкой трубой (рефрак) на скважину с открытыми портами. Уникальность заключается в том, что мы точно, так же, как и в случае с выборочным открытием/закрытием портов, позиционируемся напротив искомого порта и закачиваем ГРП. Ограничением в данном случае может быть расстояние между портами МГРП, но для условий Западной Сибири, где расстояние колеблется 50–100 м, это не критично.

Можно предположить, что в случае с незацементированными портами развитие трещины ГРП, каждой последующей стадии, может объединяться и, как следствие, объем запланированной трещины будет перераспределяться в дополнительные утечки.

Следует отметить, что проведение ГРП через гибкую трубу 2 7/8 будет ограничено расходом и давлением, соответственно, подбор скважин должен осуществляться исходя из этих параметров.

Транспортировка узла намотки с длиной ГТ 6500 м в перечисленных случаях возможна на отдельно стоящем трале, но, в свою очередь, существуют установки с нестандартным расположением барабана относительно оси трала (рис. 2)

Помимо перечисленных преимуществ, все же необходимо отметить два недостатка – стоимость и вес установок. Если вопрос с весом связан главным образом с получением разрешительной документации на провоз негабаритного груза, то вопрос по стоимости – это финансовое утяжеление проекта, и вот здесь появляется возможность для сервисных



Рисунок 2 – Heavy Duty 1 (2 7/8)

Figure 2 – Heavy Duty 1 (2 7/8)

wells with opened ports. The uniqueness is in the accuracy of locating the tool against the required port and conducting fracturing in the same way as during selective port opening/closing. The distance between frac ports can be a limitation in this case, but in West Siberia it is not critical as this distance is 50–100 m.

It is fair to assume that under conditions of well with uncemented ports fracture development in different stages can intercommunicate thus leading to redistribution of the planned fracture volume into additional leakages.

It should be noted that fracturing through coiled tubing 2 7/8 will be restricted by rate and pressure. Thus, well candidate selection should be conducted on the basis of these parameters.

In cases described above transportation of a drum with 6500 m CT length is possible only using separate trailer. In addition, there are coiled tubing units with non-standard drum placement about trailer axis (fig. 2).

Apart from listed advantages, there are two disadvantages: units cost and weight. Issues with weight

компаний продумать поэтапное введение большеразмерных ГНКТ с тенденцией на уменьшение стоимости сервиса за счет предложения выработки большего количества скважин и сокращения транспортных расходов на доставку труб.

Часто задают вопросы, например: «Есть ли нормированное время на работу той или иной технологической операции?» Ответ: «Нет». Такого времени нет и быть не может, но есть скоростной режим СПО гибкой трубы. На сегодняшний день скорость спуско-подъемных операций гибкой трубы независимо от диаметра имеет определенный диапазон, такой как: в вертикальном участке 15–20 м, в горизонтальном участке 5–10 м. Поскольку увеличение глубины скважин влечет за собой рост времени СПО трубы, занимающего в среднем порядка 40% от общего производительного времени, то увеличение глубины скважин должно быть нивелировано увеличением скорости спуско-подъемных операций как минимум вдвое. Североамериканские коллеги давно работают на скоростях спуско-подъемных операций более 50 м/мин. На рисунке 3 приведен пример монитора записи рабочих параметров, где первичный спуск в скважину проводят на скоростях более 160 фут/мин, что соответствует 48,7 м/мин.

Отдельно нужно обратить внимание на качество дорожного покрытия наших месторождений. Не секрет, что промышленные дороги в РФ по качеству покрытия отличаются от западных, что сегодня и отражается в вездеходном исполнении техники, поступающей с заводов. На проходимость в условиях Западной Сибири, где используется вездеходная колесная база бхб, также влияет и сама длина несущей конструкции. Практика применения оборудования не только в рыхлых песках Западной Сибири, но и в условиях распутицы Оренбуржья показывает, что короткие установки имеют определенное преимущество перед их прицепными аналогами. Отличие в производстве технологических операций ГНКТ от ГРП накладывает отпечаток на конструктивные особенности производства техники, но есть и схожие моменты, например, длительное присутствие персонала во время производства работ в компьютерном центре ГРП (Data Van) и установке ГНКТ (Coil Unit). Здесь, возможно, следует уделить внимание наличию потенциала для увеличения рабочего пространства в кабине оператора, поскольку при современных высокотехнологических операциях контроль за работой осуществляется не только непосредственно буровым оператором, но и



Рисунок 3 – Пример монитора записи рабочих параметров, где первичный спуск в скважину проводят на скоростях более 160 фут/мин, что соответствует 48,7 м/мин

Figure 3 – Example of monitoring of working parameters during operation where RIH is performed with the speed 160 ft/min that corresponds to 48,7 m/min

are associated with getting permit documentation for out-of-gauge load transportation. This cost affects commercial proposal price. So, there is an opportunity for service companies to think about step-by-step introduction of big-size CT strings with a tendency to reduce service cost through a big number of wells and cutting of transportation costs.

The following questions are often asked: «Is there a standard time period for one or another operation?» Answer: «No». There is no standard time period but there is a RIH and POOH speed rate. Today, the speed of CT tripping operations is in a certain range regardless of diameter: 15–20 m in vertical section, 5–10 m in horizontal section. Since the increase in well depth leads to the increase in tripping operation period that is around 40% of the whole operation period, speed of tripping operations should be increased twofold to balance the increase in wells depth. North American companies have long been working with tripping speed of 50 m/min. Figure 3 demonstrates the example of monitoring of working parameters during operation where RIH is performed with the speed 160 ft/min that corresponds to 48,7 m/min.

It is also worth paying attention to the quality of road surfacing in Russian fields. No wonder that field roads in Russia are different from western ones when it comes to the quality of road surfacing. The off-road type of machinery manufactured for oil and gas fields represents this fact. Passability in West Siberia conditions, where бхб wheel-basetrucks are used, also depends on the length of the bearing frame of a truck. Experience of applying equipment not only in loose sands of West Siberia but also in muddy season conditions in Orenburg region shows that short units have a certain advantage over trailer units. The difference in the type of operations performed by CT fleet and fracturing fleet affects design features of



другим персоналом на скважине, с которым необходимо сократить систему отклика и оперативное совместное реагирование на ситуацию.

Задачи ставятся не только перед сервисными компаниями по ГНКТ, но и перед производителями оборудования. Решения необходимо находить на основании запросов от нефтедобывающих компаний, которые, в свою очередь, руководствуются поиском оптимальных подходов при извлечении углеводородного сырья в условиях ухудшающейся структуры запасов.

Оборудование ГНКТ в перспективе видится многозадачным комплексом, способным откликнуться на новые вызовы для их решения, а также предупреждения в процессе ведения работ. Решения могут быть разными, от рядовых до высокотехнологичных, так же как и предупреждения наработки отказа оборудования должны быть соответствующими – от предупреждения низкого давления в системе до изменения толщины стенки гибкой трубы, овальности в режиме реального времени.

Выражаю особую благодарность к. т. н. Бурдину Константину Валерьевичу за содействие в подборе и анализе технического материала для статьи. Корпорации National Oilwell Varco – за предоставленные фотографии. ☉

equipment but there are also similar points such as longtime presence of personnel during operations in fracturing control station (Data Van) and CT control cabin. Perhaps, it is worth paying attention to the potential for increasing working space in control cabin because control process during modern high-tech operations is executed not only by a supervisor but also by other personnel. Response time from these personnel should be reduced.

Tasks are assigned not only to CT service companies but also to equipment manufacturers. Solutions should be found on the basis of requests from oil production companies that search for optimum approaches for hydrocarbons recovery under conditions of deteriorating reserves structure.

In prospect, CT equipment appears to be a multi-task complex that will be able to face new challenges and find solutions and mitigate risks during operations. Solutions can differ from conventional to high-tech ones. Prevention measures for equipment failure should also be different: prevention of low pressure in CT system and monitoring of CT wall thickness and ovality in real time mode.

I express particular gratitude to Konstantin Burdin, Doctor of Engineering, for cooperation in selection and analysis of technical data for the paper. I also express gratitude to National Oilwell Varco for photographs provided. ☉

Технологический день ГНКТ в Научно-техническом центре (НТЦ) «Газпром нефти»

Coiled Tubing Technology Day in Gazpromneft Scientific-Research Center (SRC)

6 апреля 2018 года департаментом бурения и внутрискважинных работ (ДБиВСР) Научно-технического центра (НТЦ) «Газпром нефти» был проведен технологический день ГНКТ. Это стало знаковым событием как для самого департамента, так и для приглашенных представителей компаний, производящих работы по ГНКТ. Организаторами данной технической сессии явились С.М. Симаков, главный специалист ДБиВСР, М.Ф. Двибородчин, руководитель технологических программ, и А.А. Петров, специалист ДБиВСР.

В рамках ВСР 3D всем квалифицированным подрядным организациям по ГНКТ было разослано приглашение для участия в этом мероприятии. Были озвучены технологические вызовы, стоящие перед ГНКТ в периметре компании ПАО «Газпром нефть», а именно: отдельные месторождения с глубиной скважины, достигающей 7000 м, с аномально высоким пластовым давлением в диапазоне 600–650 атм. Откликнулись не все компании, а только те, у которых, исходя из поставленных условий, имелись конкретные решения, достойные представления на технической сессии.

Участниками мероприятия стали преимущественно представители технических направлений сервисных компаний – как первые лица компаний, так и технические руководители. Гостями встречи являлись технические специалисты из компании «Таграс-РемСервис», не оказывающие услуги, но квалифицированные в разрезе Компании ПАО «Газпром нефть».

Формат технического дня ГНКТ предполагал доклады-презентации. Программу открыли приветственные выступления М.Ф. Двибородчина и С.М. Симакова.

В процессе технологического дня обсуждались конкретные перспективы развития российских технологий ГНКТ. Не секрет, что извлечение углеводородного сырья с каждым годом ухудшается, требуя при этом привлечения новых и перспективных технологий. Скважины становятся глубже, горизонтальные участки длиннее. В свете нарастающего числа проектов с осложненными скважинными условиями встают новые вызовы перед ГНКТ, когда для решения поставленных целей требуются гибкие трубы большого диаметра, повышенной группы прочности, колтюбинговые установки тяжелого класса, более мощные инжекторы. Как одно из решений проблемы с грузоподъемностью в суровых климатических условиях рассматривается переход от гидравлических инжекторов к электронным, где и тяговое усилие больше, и не действует ограничение, которое существует сегодня по погодным атмосферным условиям (35 градусов ниже нуля).

В течение дня участникам технической сессии были предложены не только кофе-паузы и обеденный перерыв, но и практические занятия, где участники почувствовали себя в роли заказчиков, проектирующих необходимые технологии и оборудование на перспективу будущих проектов.

On April, 6th Drilling and Interventions Department (DID) at Gazpromneft Scientific-Research Center (SRC) organized coiled tubing technology day. This event was significant for the department and for the invited representatives of CT service companies. Organizers of technical session were S.M. Simakov, senior specialist of DID; M.F. Dviborodchin, head of technological programs and A.A. Petrov, specialist of DID.

All qualified service companies were invited to take part in this event. CT companies that work for Gazpromneft subsidiaries were informed about the following technological challenges: fields with well depths of 7000 m and high pressures within a range 600–650 atm. Not all companies accepted an invitation. Confirmation of attendance was received only from the companies that are able to provide specific solutions that worth presenting on a technical session.

Participants included representatives of technical departments of service companies - top managers and technical directors. Technical specialists from Tagras-RemServis were guests of the event. This company does not provide services but it is qualified in Gazpromneft.

The concept of technology day was presentation of reports. Mr. Dviborodchin and Mr. Simakov opened technology day with welcoming speeches.

Certain prospects for Russian coiled tubing technologies were discussed during this technology day. No wonder that extracting hydrocarbons is becoming more difficult year after year. This requires the application of new and promising technologies. Wells are drilled deeper, horizontal sections are becoming longer. As the number of projects with difficult well conditions rises, CT companies face new challenges when new equipment is required for handling these tasks: big-size CT strings with a higher steel grade, heavy duty coiled tubing units, high pull capacity injectors. One of the solutions to the problem with pull capacity in harsh weather conditions is to replace hydraulic injectors with electric ones with a higher pull capacity and no restriction for weather conditions (today, restriction is minus 35 degrees).

During the event participants of technical session were offered coffee-breaks, lunch-break and practical session where participants could feel what it's like to be a Customer that designs

Прошедшее мероприятие не имеет аналогов. Уникальность технологического дня ГНКТ заключается не только в том, что в НТЦ он проводился впервые, но и в том, что все участники, а их было порядка 28 человек, представляющих 12 компаний, были вовлечены в процесс творческой совместной работы, где дух партнерства и общего дела одержал верх над стремлением к соперничеству и конкуренции.

Для самого департамента бурения и внутрискважинных работ (ДБиВСП) подобное мероприятие важно прежде всего тем, что на подобных технологических сессиях происходит обмен мнениями, устанавливается доверительная связь заказчик – подрядчик на основе партнерства и взаимовыручки, проявляется дух лидерства, воспитываются качества пассионариев. Не заказчик диктует, что и как надо делать, а подрядчик предлагает различные подходы и варианты решений на основе стоящих вызовов, притом что темп мероприятия задается все же заказчиком.

Организаторами был подведен итог технологического дня ГНКТ. Самые активные участники, предложившие нестандартные, оригинальные решения поставленных задач, получили памятные сувениры: рюкзаки с логотипом компании, ежедневники, кружки и записные книжки. Менее активные участники были презентованы поощрительными памятными подарками. Завершением дня стало совместное фото, пожелания успехов и новых творческих побед.

Первый в истории компании технологический день ГНКТ, проведенный 6 апреля 2018 года, несомненно, положил начало новой традиции и, исходя из пожеланий представителей подрядчиков, будет проводиться минимум один раз в год.

С уверенностью можно сказать, что этот технологический день ГНКТ послужит стартом для последующих мероприятий, и в ближайшем будущем на площадке НТЦ будет организован технологический день ГРП, для участия в котором, возможно, наряду с компаниями, предоставляющими сервис по заканчиванию, будут приглашены и компании – производители оборудования. ☉

required technologies and equipment for future projects.

This event is unique. The unique feature of the CT technology day is not only the fact that it is the first time this event was organized in SRC but also the fact that all participants (around 28 representatives of 12 companies) were involved in the process of teamwork where partnership and a common goal prevailed over commitment to rivalry and competition.

This event is important to Drilling and Interventions Department because during these technical sessions participants exchange ideas and points of view and build a bond of trust between Customer and Contractor based on partnership and mutual support. In addition, these events train skill set for leadership and ambitiousness. Customer doesn't dictate what to do and how. It is Contractor who proposes different approaches and solutions for current challenges. However, it is Customer who sets the pace of the event.

The CT technology day was concluded by organizers. The most active participants who proposed non-standard innovative solutions were awarded with souvenirs: backpacks with a Company's logo, day planners, cups and pocket books. Less active participants were given complimentary gifts. The day was finished with a photo of all participants together, wishes for success and victories.

The first ever CT technology day that was held on April, 6, 2018 undoubtedly set up a new tradition. According to participants' request, this event will be held at least once a year.

It is safe to say that this CT technology day will be a start of many other events. In the nearest future, a fracturing technology day will be organized in SRC. It is possible that invitations to this event will be sent to completion service providers and equipment manufacturers. ☉



Отвечая на новые вызовы

Компания «ФИДМАШ» выводит 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».

Установка МК40Т будет представлена заказчикам в сентябре-октябре 2018 года на презентации, организуемой предприятием-изготовителем в Минске.

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





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



Оборудование
для гидравлического
разрыва
пластов



Пакерно-якорное
оборудование



Оборудование
и инструмент
для ГНКТ



СпецПромПрогресс



Уплотнения
изготавливаемые
методом точения
из импортных
и отечественных
материалов

Наше кредо – внимание к деталям.

СВЯЖИТЕСЬ С НАМИ И ПОЛУЧИТЕ ПЕРВОКЛАССНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ПО РАЗУМНЫМ ЦЕНАМ

Адрес: 115054, г. Москва, переулок Монетчиковский 3-й, д.4, ст.1.

Телефон: (499) 399-32-05; (499) 399 32 65; (499) 398 24 55; (499) 398 24 77

<http://specpromprogress.ru>

E-mail: info@specpromprogress.ru

ICoTA
РОССИЯ

Coiled/tubing
ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА
ВРЕМЯ ГРП *limes*



НП «ЦРКТ»



Уважаемые коллеги! Дорогие друзья!

Российское отделение Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA) предлагает вам принять участие в голосовании, результатом которого станет формирование шорт-листа специальной премии **Intervention Technology Award – 2018**.

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

«Лучшая независимая сервисная компания в использовании колтюбинговых технологий в России» _____

«Лучшая независимая сервисная компания в области проведения ГРП в России» _____

«Лучшая независимая сервисная компания по продвижению инноваций в России» _____

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

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

Просим вас отсканировать заполненную форму и прислать по адресу: cttimes@cttimes.org.

Можно также прислать заполненную форму по факсу: +7 (499) 788-91-19

Ваш голос очень важен!

На первом этапе подведения итогов по результатам обработки заполненных форм будут составлены шорт-листы в каждой номинации. На втором этапе авторитетное жюри, в состав которого входят члены совета директоров российского отделения ICoTA, эксперты Минэнерго РФ, члены ученого совета Центра развития колтюбинговых технологий и члены редакционного совета журнала «Время колтюбинга», определит победителей согласно выработанным для каждой номинации качественным и количественным критериям.

Торжественное вручение дипломов лауреатам российской Intervention Technology Award состоится в рамках 19-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы» в ноябре 2018 года.

Премия **Intervention Technology Award** учреждена в начале 2014 года российским отделением Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA) и является отечественной версией премии, вручаемой американским отделением ICoTA на ежегодной конференции в Вудлендсе (США, штат Техас).

Контактная информация:

www.icota-russia.ru

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

Тел. +7 (495) 481-34-97
(доб. 102)

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

ICoTA
РОССИЯ

Coiled/tubing
ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА
ВРЕМЯ ГРП *times*



Dear colleagues and friends!

Russian Chapter of the Intervention and Coiled Tubing Association (ICoTA) invites you to respond to a poll and tell us which companies are worthy of the special **Intervention Technology Award – 2018**.

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

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

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

Best independent service innovating company in Russia _____

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

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

Please, kindly fill-in the form, scan it and send to cttimes@cttimes.org

You can send the filled form by fax as well: +7 (499)-788-91 19

Your opinion is very important for us!

On the first stage, we will form short lists of the companies in each of the categories on the basis of your votes. On the second stage, the panel of judges comprising board members of the Russian Chapter of ICoTA, experts from the Russian Ministry of Energy, members of the Scientific Council of Coiled Tubing Technologies Development Center and members of the Editorial Board of Coiled Tubing Times Journal will choose the winner in each category (according to the elaborated qualitative and quantitative criteria).

Intervention Technology Award Ceremony will be held in the framework of the 19th International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference on November, 2018.

Intervention Technology Award was established in early 2014 by the Russian Chapter of the Intervention and Coiled Tubing Association (ICoTA). It is the Russian version of the award established by the US Chapter of ICoTA.

Contact information:

www.icota-russia.ru

5/1 Pyzhevsky lane,
Suite 224

119017 Moscow, Russian
Federation

Tel. +7 (495) 481-34-97
(ext. 102)

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

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



**Оборудование для работы на ГНКТ · Ловильное оборудование ·
Забойные двигатели и Фреза · Композитные и Растворимые Пакер-Пробки
Системы МГРП на ГНКТ · Конструкторское Бюро
Посадочные Инструменты · Оборудование для Заканчивания Скважин**

Адрес: г. Сургут, ул. Базовая, 5 Тел.: +7 910 933 4095
г. Фехта (Vechta), Германия, Alter Flugplatz 42

E-mail: info@toptools.pro Сайт: toptools.pro
E-mail: info@toptools-vechta.com

Технология Quantum PLT[®]. Испытания, опыт применения, уроки и перспективы

The Quantum PLT[®]. Technology Validation, Lessons Learned and Perspectives

Кирилл ОВЧИННИКОВ, Ксения САПРЫКИНА, Павел БУЗИН, Андрей ГУРЬЯНОВ, Александр КАТАШОВ, GEOSPLIT LLC

Kirill OVCHINNIKOV, Ksenia SAPRYKINA, Pavel BUZIN, Andrey GURYANOV, Alexander KATASHOV, GEOSPLIT LLC

ПРЕДПОСЫЛКИ ДЛЯ МАРКЕРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Основными задачами исследования горизонтальных нефтяных скважин являются получение объективных данных о фильтрационно-емкостных свойствах разрабатываемого участка месторождения и гидродинамических зависимостях, а также определение закономерности распределения давления и оценка скорости выработки запасов.

Актуальность вопросов подбора оптимальной конструкции скважины, расположения муфт ГРП, режимов работы, увеличения добычи углеводородов путем задержки прорывов воды, уравнивания притока в горизонтальных стволах усиливается тем фактом, что геологические условия на одном месторождении сходны, в связи с чем конструкция проектируемых скважин идентична пилотной.

На сегодняшний день в России большинство горизонтальных скважин оборудованы компоновками с неуправляемыми портами и только 12% скважин оборудованы устройствами для контроля притока нерегулируемого и регулируемого типов (ICD-inflow control device). Ожидается, что к 2026 году этот параметр возрастет примерно до 50% случаев [1]. Устройства контроля притоков позволяют оптимизировать работу скважины, корректировать работу пласта путем определения оптимального распределения падения давления и оптимизации добычи целевого флюида. На сегодняшний день это наиболее эффективная технология борьбы с прорывами воды или газа.

При использовании устройств контроля притока на первое место выходит оперативность получения информации о притоках с различных интервалов скважины. Исследование с помощью ПГИ на ГНКТ не всегда может быть организовано достаточно оперативно. Немаловажно, что стоимость традиционных методов получения данных с забоя скважины также нередко не соответствует полученному качеству. Очень характерен пример эксперимента, проведенного несколько лет назад специалистами компании «Газпром нефть», где в одну скважину поочередно спускались различные комплексы ПГИ [2]. Последующая интерпретация выявила сложности со сходимостью данных. Это обуславливается как сложностями со снятием данных по фазам флюида по всему сечению ствола скважины, так и влиянием ГНКТ на точность измерения давления и расходов. Зачастую в условиях горизонтальных скважин

DRIVERS TO USE TRACERS FOR PRODUCTION LOGGING

Drilling and completing horizontal wells is a key technical solution to improve hydrocarbon production. The objectives of production logging in horizontal wells are the following: to obtain data about petroleum reservoir, to evaluate its properties and to forecast the dynamics of hydrocarbon extraction. In this regard, the contribution of wellbore intervals to the total well production is an essential knowledge for operating companies. The main goal is enhancing hydrocarbon recovery. It is important to have an adequate well design and optimal location of fracturing well completion tools along the wellbore. A good well management engages the maximum length of a horizontal section into production. Today, most horizontal wells in Russia employ uncontrolled well completion equipment, and only 12% of wells are equipped with IDC (Inflow Control Device). Changes are expected in the future. By 2026, up to 50% of wells may be completed using ICDs [1]. ICDs allow to optimize well production and to deal with the breakthrough of water or gas. With the use of ICD, timely information on the performance of various intervals across wellbore becomes significant. In many cases, it takes time to organize conventional production logging with coiled tubing services. Also, the cost of standard production logging operation does not always correspond to the quality of obtained data. Few years ago, engineers of «Gazprom Neft» company did an interesting field experiment. They mobilized two wireline service providers for a repetitive PLT run into the same horizontal well [2]. The subsequent interpretation revealed difficulties with the convergence of the logging data. Indeed, the use of standard production logging downhole tools with single flowmetry spinner is not adequate for horizontal well and leads to interpretation errors. There is a need for an advanced downhole tool capable of dealing with the multi-phase and stratified flow [3, 4]. Wireline service companies offer PLT allowing spectral noise measurements. Those tools identify medium and high frequency anomalies associated with fluid filtration in cracks and pores of the collector. Joined implementation of acoustic sensors and thermometry, coupled with sophisticated software, improved the quality of downhole data. At the same time, the increasing complexity of production logging tools inevitably affects the cost of well intervention.

стандартная механическая расходомерия становится неинформативной, при этом показания методов определения состава флюидов отражают в первую очередь не работу пластов, а характер заполнения ствола скважин [3, 4]. В последние годы в комплекс ПГИ вводятся блоки измерения спектральной шумомерии, с помощью которых можно получить волновую картину акустической эмиссии и выделить средне- и высокочастотные аномалии, связанные с фильтрацией флюида в трещинах и порах коллектора. Вместе с тем усложнение конструкции комплексов ПГИ неизбежно сказывается на стоимости внутрискважинных работ.

ТИПОВЫЕ ПРОБЛЕМЫ МАРКЕРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

В последние годы в мире наблюдается осязаемый интерес к маркерным (трассерным) исследованиям, однако публикуется крайне мало материалов по испытаниям маркерных методов, позволяющих подтвердить или опровергнуть заявленные преимущества этих технологий.

В первую очередь, вопросы к маркерным исследованиям касаются корректности метода и точности оборудования, которым определяются маркеры. Отметим, что на рынке существует целое портфолио подобных технологий. В качестве очень недорогого метода предлагается использование измельченных до порошковой субстанции натуральных флуорофоров. Эта простейшая технология позволяет давать ответы исключительно качественного свойства, однако количественный анализ не будет обладать сколь-либо приемлемой точностью. Причина – низкая монодисперсность частиц. Разброс частиц по размерам может достигать до 1000%, от 2 до 20 мкм и более. Далее, маркеры различаются способностью перемещаться с флюидом по стволу скважины, так как скорость осаждения маркеров зависит в том числе от размера. Необходимо подчеркнуть, что подобные методы не применяются передовыми зарубежными компаниями, десятилетиями назад совершившими качественный рывок в области технологий маркирования, применяя высокотехнологичные маркеры, основанные на ДНК-кодировании. Несомненно, что вместе с заявленной точностью этих технологий их применение влечет за собой весьма высокую стоимость, ограничивающую массовое применение.

При осуществлении контрактования, в частности, при создании технических заданий на маркерные исследования, недропользователи на российском рынке не заявляют требований по испытанию маркерных (трассерных) технологий на точность. Отчасти это можно объяснить неопределенностью методик испытаний и отсутствием у заказчиков опыта работы с маркерными технологиями. Однако авторы считают, что в таком случае подрядчик должен осуществлять поддержку в определении программ испытаний, делающую работу по маркерной диагностике профилей притоков как минимум обоснованной.

В этой связи хотелось бы поделиться опытом программы испытаний технологии распознавания маркеров Quantum PLT от компании GEOSPLIT, ►

The conventional downhole tools are designed to receive production data during well intervention only. Conventional PLT are unable to give a dynamic and extended in time downhole data. Thus, there is a strong market demand for more accessible production logging technologies to be used in horizontal wells. In this regard, tracer technologies can reinforce the portfolio of existing production logging technologies.

CHALLENGES ASSOCIATED WITH IMPLEMENTATION OF TRACERS

Over the last decade, many countries expressed an interest to marker (tracer) technologies. However, only few publications could confirm or deny the advantages claimed by these technologies. The accuracy and correctness of tracing technologies are subject for discussion. Today, there are several tracer technologies available in the market. It starts from natural fluorophores crushed to a powdery substance which is inexpensive and simplistic technology. This technology is suitable for qualitative answers, but not for the precise quantitative analysis. Small parts of natural fluorophore serve as tracers. Those small parts vary in size as much as 1,000%, from 2 to 20 μm or more.

Depending on its size, such tracers settle at various rates in the fluid. Hence, tracers are not distributed in formation fluid uniformly. Such methods were not used by leading companies for some time. For instance, some of the advanced tracer technologies use high-tech markers based on DNA coding. Undoubtedly, an outstanding accuracy of these technologies implies high cost, limiting the mass application.

When producing companies in Russia choose tracer technology provider, they do not usually include any qualification procedure in technical criteria of tenders. In part, this can be explained by the uncertainty of test methods and the lack of experience. In this regard, both parties should jointly develop comprehensive test programs, which justify the use of tracers for production logging and prevent unwelcomed "surprises".

In this article, authors would like to share part of the testing program for Quantum PLT technology from GEOSPLIT LLC.

TESTS FOR THE TECHNOLOGY ACCURACY

At first, the customer requested to confirm that GEOSPLIT equipment and software is capable of identifying signatures (codes) of markers. The customer then required to perform laboratory tests using a critically small amount of tracer-carrier material soaked in only one liter of fluid. At the start, the software could recognize markers in large concentration only. However, the implementation of machine learning algorithms helped to improve the accuracy. GEOSPLIT software "Marker Tracker" analyses samples of fluid with markers based on automatic classification of points described by multivariate Gaussian mixture model and Random Forest vectors and algorithms.

Based on test results, unambiguous identification of signatures and high measurement accuracy (with an average error of 1–2%) has been confirmed (Table 1). ►

проведенной специалистами одной из крупнейших российских добывающих компаний.

ИСПЫТАНИЯ НА ТОЧНОСТЬ ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Первые два этапа испытаний проводились с целью установления корректности распознавания индивидуальных сигнатур и работы Аналитического аппаратно-программного комплекса «GEOSPLIT». Комиссия заказчика произвела шифрование проб полимерных матриц буквенно-численным кодом (без участия представителя компании GEOSPLIT), документ с расшифровкой кода остался в распоряжении заказчика. Представителю GEOSPLIT были переданы зашифрованные пробы с различным соотношением маркированного материала в количестве 30 штук. В течение нескольких дней с момента получения проб в исследовательской лаборатории GEOSPLIT были проведены исследования по определению сигнатур в пробах полимерных матриц с маркерами. Последующие два этапа включали подтверждение возможностей распознавания индивидуальных сигнатур маркеров, а также уникальный тест, касающийся определения процентного содержания сигнатур в смесях с малыми объемами полимеров.

Изначально технология распознавания маркеров была разработана для работы в полевых условиях с большим количеством маркированного полимерного материала. Требование по проведению лабораторных испытаний с критически малыми объемами потребовало поиска новых подходов к задаче с задействованием алгоритмов машинного обучения. Анализ проб проводился с помощью ПО на основе автоматической классификации точек, описываемых многомерными векторами и алгоритмами Gaussian mixture model и Random Forest.

По результатам испытаний была подтверждена однозначность определения сигнатур и высокая точность измерения (со средней погрешностью 1–2%) (табл. 1).

ПОЛЕВОЕ ПРИМЕНЕНИЕ – ПРОМЕЖУТОЧНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ

Только после проведения испытаний технология GEOSPLIT была применена на одном из месторождений Западной Сибири для получения информации о вкладе ступеней в общий дебит скважины. Пробы отбирались 20 дней после проведения 10-стадийного МГРП в течение 5 дней (всего 30 проб) (рис. 1).

По результатам промежуточных исследований можно сделать вывод (рис. 2), что наиболее эффективно по нефти работает 10-я стадия и 5-я стадия, суммарно внося 97% в дебит скважины. Приведенные данные по распределению притоков являются промежуточными, сбор проб и отслеживание динамики работы портов будет продолжаться до конца 2018 года.

ЭВОЛЮЦИЯ ТЕХНОЛОГИИ

Технология активно эволюционирует с середины 2017 года. Изначально подразумевалось использование полимерных матриц, реагирующих как на углеводородную, так и на водную фазы. Сами же маркеры были нейтральными. Несмотря на то что

FIELD APPLICATION – INTERMEDIATE RESULTS

Only after successful completion of the testing program that the GEOSPLIT technology was implemented in one of the Western Siberia oilfields. The objective was to obtain data on the contribution of production intervals (fracturing stages) to the total production rate of the well. The well was stimulated with 10-stage hydraulic fracturing. Thirty (30) samples of formation fluid has been collected within 5 days and taken to the GEOSPLIT lab for evaluation (Figure 1).

The results of preliminary studies concluded stages 10 and 5 contribute as much as 97% of the total well production (Figure 2). The production logging data given is intermediate; the collection of samples and production monitoring by fracturing stages will continue until the end of 2018.

THE TECHNOLOGY EVOLUTION

The technology has been actively evolving since the middle of 2017. Initially, it involved the use of a polymer material that reacts with both hydrocarbon and aqueous phases. Also, the first version of markers themselves designed to be "neutral", without orientation to hydrocarbon or aqueous phase. Marker-reporters were not expected to transfer from aqueous to hydrocarbon phases and vice versa. Extensive lab testing has confirmed this result. However, the practical experience showed the dramatic drawback of a unified solution for water and oil. Many samples of reservoir fluid arrived in GEOSPLIT lab with emulsion, often up to 40% of the sample volume. Identified that "neutral" markers, under certain conditions, could migrate from one phase to another. Further simulation in the lab revealed that the emulsion likely formed in the reservoir rather than in wellbore. Markers could be taken by water and initially could transfer to hydrocarbon phase during emulsion breaking process. The production logging interpretation is based on the counting quantity of markers in the sample volume. Thus, the presence of an inverse emulsion in samples raised the question for accuracy of the production logging interpretation.

The correction of the technology required the development and early application of different polymer matrices, with the change in polymeric shells of markers from neutral to phase-oriented.

In this case, the correctness of the marker diagnostic data on water and oil is guaranteed. The change in technology led to the need for repeated testing of the model for the degradation of polymeric material releasing markers into the formation fluid and adjusting the technique of recognition of markers. In the laboratory, tests were conducted to determine the regularities of the release of markers into the formation fluid; depending on the fluid flow rate and temperature.

As can be seen in Figure 3, the number of allocated markers naturally increases with increasing fluid flow rate while maintaining all other experimental parameters such as temperature and mass of the polymer matrix.

Figure 4 shows the dependence of the amount of markers released from the hydrophilic and oleophilic

Таблица 1 – Сравнение результатов испытаний, определение процентного соотношения маркированного материала с разными сигнатурами

Table 1 – Test for Quantum PLT® technology accuracy

Результаты GEOSPLIT / GEOSPLIT interpretation				Фактические данные заказчика / Actual data from Customer				
Смесь / Mixture	Шифр / Cipher	Код / Code	%	Смесь / Mixture	Шифр / Cipher	Код / Code	%	Масса / Weight
1	WT	1	24	1	WT	1	24,99	249,95
	WG	2	25		WG	2	25,34	253,35
	WR	3	16		WR	3	14,99	149,98
	WU	4	0		WU	4	0	0
	WP	5	35		WP	5	34,68	346,88
						Итого / Total		100
2	AR	6	29	2	AR	6	26,78	273,76
	AQ	7	18		AQ	7	18,16	185,62
	AT	8	11		AT	8	12,37	126,47
	AY	9	13		AY	9	12,32	125,95
	AW	10	29		AW	10	30,37	310,5
						Итого / Total		100

в лабораторных условиях было доказано отсутствие возможности перехода маркеров из одной фазы в другую и обратно, практический опыт применения показал недостатки подобного решения. При обработке проб пластового флюида специалисты GEOSPLIT иногда наблюдали обратную эмульсию, в некоторых образцах составляющую до 40% от объема проб. При детальном изучении эмульсии встал вопрос, какой же фазой снимаются маркеры? При проведении испытаний было получено подтверждение, что эмульсия не могла образоваться в скважинных условиях. Наличие огромного количества мицелл воды, меньших или равных по размеру маркерам, поставило вопрос о точности интерпретации. Сценарий, при котором маркеры снимались водной фазой в пласте и далее выдавливались в углеводородную фазу по причине своей нейтральности, оказался весьма вероятным. Таким образом, наличие обратной эмульсии в пробах ставило вопрос о релевантности полученных данных.

Исправление технологии потребовало разработки и скорейшего применения отличающихся полимерных матриц – олеофильных и гидрофильных, с изменением полимерных оболочек маркеров от нейтральных к ориентированным на определенную среду.

В таком случае гарантируется аккуратность данных маркерной

Рисунок 2 – Работа ступеней скважины по нефти и воде спустя 20 дней после МГРП
Figure 2 – Performance of fracturing stages by formation w. and crude oil. 20 days after fracturing operation



Рисунок 1 – Специализированная тара для отбора проб пластового флюида
Figure 1 – Specialized packaging for sampling

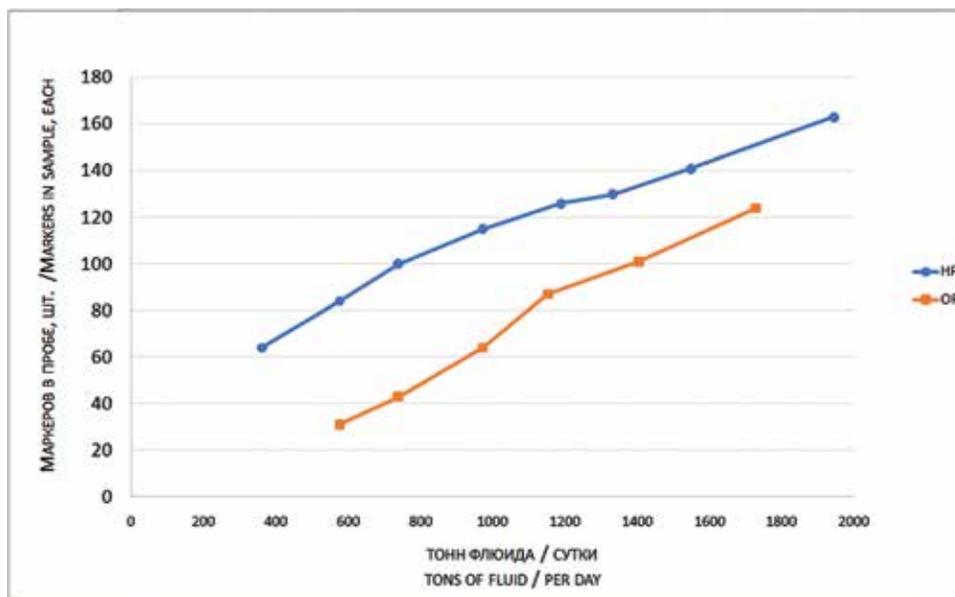


Рисунок 3 – Зависимость количества маркеров, выделившихся из гидрофильной (HF) и олеофильной (OF) полимерной матрицы от скорости потока флюида

Figure 3 – Markers released from oleophilic (OF) and hydrophilic (HF) polymer matrix at various velocity of the fluid

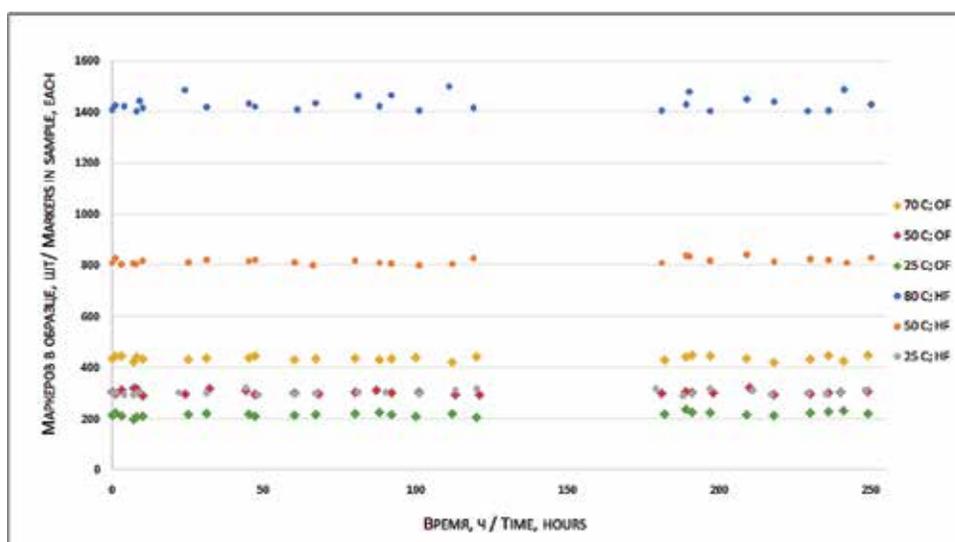


Рисунок 4 – Зависимость количества маркеров, выделившихся из гидрофильной (HF) и олеофильной (OF) полимерной матрицы от скорости потока флюида

Figure 4 – Markers released from hydrophilic (HF) and oleophilic (OF) polymer matrix at various flow velocity

диагностики по воде и по нефти. Изменение технологии привело к необходимости повторных испытаний модели деградации полимерных матриц, выпускающих маркеры в пластовый флюид, и настройки методики распознавания маркеров.

Как видно из рис. 3, количество выделившихся маркеров закономерно возрастает с увеличением скорости потока флюида при сохранении всех прочих параметров эксперимента, таких как температура и масса.

На рисунке 4 приведена зависимость количества выделившихся маркеров из олеофильной (HF) и гидрофильной (OF) полимерной матрицы при фиксированном потоке и различных температурах.

В результате эксперимента (рис. 5–7) подтверждено, что количество выделившихся маркеров закономерно растет с увеличением температуры при сохранении всех прочих параметров эксперимента, таких как скорость потока, расход флюида и масса полимерной матрицы.

Маркирование может проводиться с помощью размещения полимерных полосок или гранул в скважинном фильтре. В то же время внесение маркеров-репортеров в полимерную оболочку расклинивающего материала ГРП более доступно по стоимости (рис. 8).

polymer matrix at a fixed flux and various temperatures.

As a result of the experiment, it was confirmed (Fig. 5–7) that the number of the released markers grows together with temperature increase while fluid flow rate and mass of the polymer matrix never changed. There are two perspective directions for Quantum PLT® technology: markers deployed with well completion equipment and polymer coated proppant with markers for multistage hydraulic fracturing (Figure 8).

One of the most interesting questions from customers was the influence of crushed proppant on number of markers in the formation fluid. Standards allow the crushing of a small amount of ceramic proppant in fracture under the rock stress. However, in the case of polymer coated proppant with markers, it may lead to extra markers capable to "illuminate" the production from certain fracturing stage. In response, GEOSPLIT laboratory conducted tests to determine the release of markers-reporters, depending on the mechanical destruction of polymer coating of the proppant (Figure 9).

The following weights were prepared from the crushed proppant and proppant with non-damaged coating. (Table 2, Figure 10).

Одним из весьма интересных вопросов, поднятым заказчиком, было определение влияния разрушенного полимерного покрытия, нанесенного на проппант, на скорость выделения маркеров-репортеров во флюид. Стандартами допускается разрушение незначительного количества проппанта под действием стресса, в процессе сертификации проппанта определяется максимально допустимый процент. Однако в случае с маркированным проппантом было предложение, что раскрошенное полимерное покрытие разрушенного проппанта может давать повышенное выделение маркеров и создавать искусственный фон, «засвечивающий» реальную работу ступени.

С этой целью в лаборатории GEOSPLIT были проведены испытания для определения динамики выхода маркеров-репортеров в воду в зависимости от степени разрушения полимерного покрытия проппанта (рис. 9).

Из проппанта с неразрушенным и разрушенным покрытием были приготовлены следующие навески (табл. 2, рис. 10).

Каждая навеска была залита дистиллированной водой с той же массой, что и масса навески (рис. 11).

В результате эксперимента было доказано, что физическое разрушение маркированного проппанта GEOSPLIT приводит к быстрому вымыванию маркеров из разрушенных зерен, вследствие чего отмечается краткосрочный скачок содержания маркеров в пробах. При этом описанный эффект быстро исчезает из-за выноса значительной части маркеров флюидом. Таким образом, частичное разрушение проппанта в пластовых условиях на одной из ступеней может быть зарегистрировано в одной из разовых проб, но не влияет существенно на содержание маркеров при длительном исследовании.

Схематично результаты экспериментов можно представить в виде следующего распределения (рис. 12).

Из этого графика следует, что при любой концентрации проппанта с разрушенным полимерным покрытием скорость выхода маркеров быстро переходит в стационарный режим. Результаты эксперимента привели к немедленной корректировке графика отбора проб и исключили возможность проведения исследований на основании одной или нескольких проб пластового флюида, не разнесенных во

Рисунок 7 – Зависимость количества маркеров, выделившихся из гидрофильной (HF) и олеофильной (OF) полимерной матрицы, от температуры
Figure 7 – Markers released from the hydrophilic (HF) and oleophilic (OF) polymeric matrix at various temperature

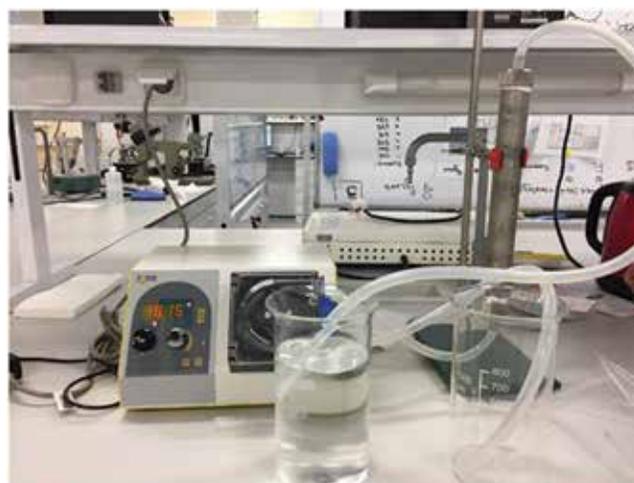
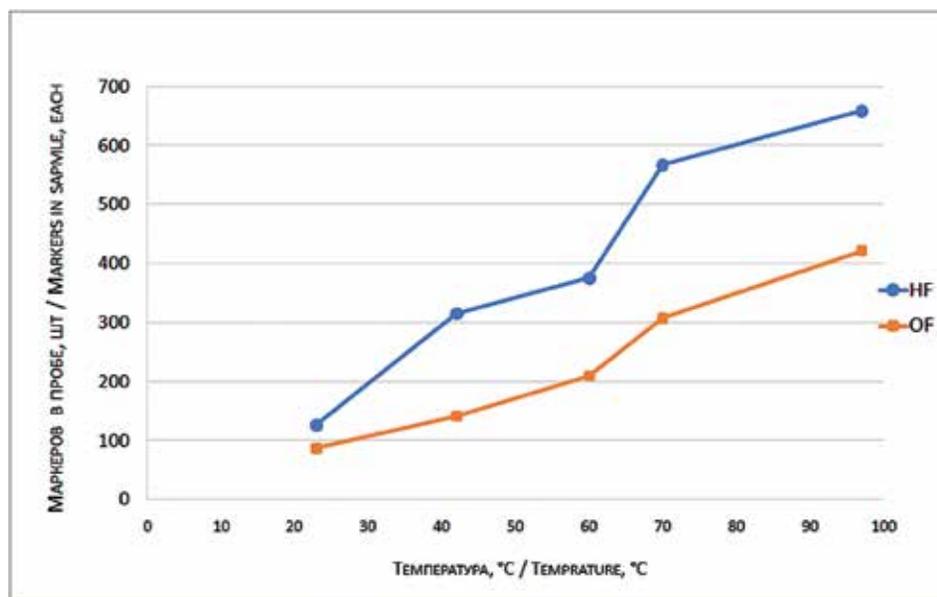


Рисунок 5 – Лабораторная установка для испытаний гидрофильных (HF) полимерных матриц

Figure 5 – Laboratory unit for testing the hydrophilic polymer matrix



Рисунок 6 – Лабораторная установка для испытаний олеофильных (OF) полимерных матриц

Figure 6 – Laboratory equipment for testing the oleophilic polymer matrix

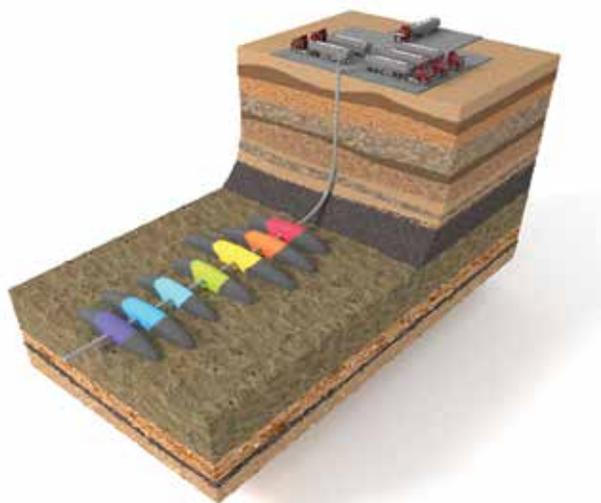


Рисунок 8 – Схема применения маркированного пропанта GEOSPLIT
Figure 8 – Polymer coated proppant with markers GEOSPLIT for multistage hydraulic fracturing

времени. По обновленным графикам отбор происходит в течение нескольких суток. Были внесены изменения в рабочие программы исследований скважин, начавшихся летом и осенью 2017 года.

Таблица 2 – Перечень подготовленных для исследования образцов
Table 2 – List of samples prepared for testing

Масса пропанта с неразрушенным покрытием, г Weight of proppant with non-damaged coating, g	Масса пропанта с разрушенным покрытием, г Weight of crushed proppant, g	Массовая доля пропанта с разрушенным покрытием Mass fraction of proppant with destroyed coating
50,09	0,00	0%
47,42	2,60	5,2%
44,43	5,35	10,7%
43,15	7,54	14,9%
40,55	10,76	21,0%

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Опыт развития технологии GEOSPLIT подтвердил необходимость подтверждения заявленных характеристик технологии и проведения всесторонних лабораторных исследований, в том числе в пластовых термобарических условиях. Крайне важным является комплексный подход, подтверждающий ключевые параметры маркерных технологий: длительность работы, влияние температуры, солености пластовой воды, вязкости нефти, влияние кислот и сероводорода, влияние расположения маркированного материала в стволе и в пласте, а главное – точность определения сигнатур маркеров. С точки зрения заказчика, важно наблюдать эволюцию технологии, быстрое и качественное решение возникающих вопросов. Поскольку тема маркерных исследований профилей притоков горизонтальных скважин является



Рисунок 9 – Блок-схема этапов проведения эксперимента
Figure 9 – Block diagram of the stages of the experiment

Each sample was filled with distilled water of the same mass as the weight of proppant (Figure 11).

After the partial crushing of polymer coated proppant, the equipment detected a significant increase in the number of markers in the testing fluid. At the same time, the described effect disappeared quickly in just an hour. Thus, partial destruction of the proppant in reservoir conditions at a fracturing stage can boost the number of markers in a single sample but does not significantly



Рисунок 10 – Получение навесок образцов пропанта
Figure 10 – GEOSPLIT proppant samples preparation

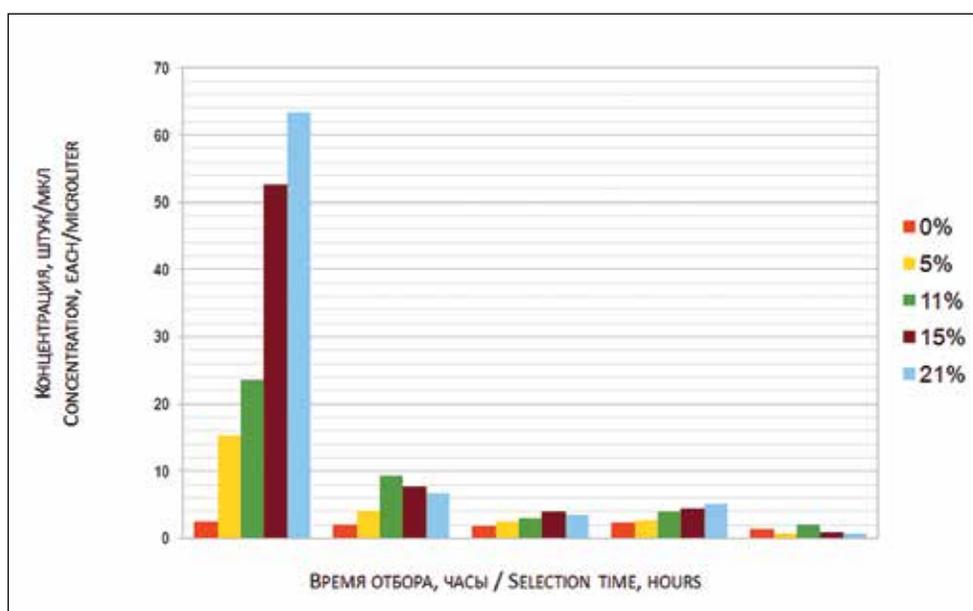
affect the content of markers in long-term. The results of experiments can be represented in the form of the following distribution (Figure 12).

The results of the experiment led to an immediate correction of the sampling schedule.

Updated sampling schedule includes taking 15 samples of formation fluid during five days.



Рисунок 11 – Заливка образцов проппанта дистиллированной водой
Figure 11 – Samples of polymer coated proppant with markers used for testing



PLANS AND PROSPECTS

- At the moment, the dynamic production logging with tracers (duration – 1 year) is carried out by GEOSPLIT LLC in about 30 horizontal wells;

Рисунок 12 – Концентрации маркеров в образцах на различных стадиях

Figure 12 – Influence of crushed proppant. Drop in quantity of markers with time

относительно новой, регулярные изменения в технологии демонстрируют высокую динамику исследований и, как следствие, качественный результат. При осуществлении тендерных процедур техническое задание должно включать в себя требования к испытаниям маркерной технологии, что позволит отбирать качественное техническое решение по оптимальной стоимости.

ПЛАНЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

В данный момент ведутся работы по использованию данных маркерных ПГИ по технологии GEOSPLIT, проводимых в горизонтальных скважинах с периодичностью в 1–2 месяца на протяжении 1–2 лет для:

- Оценки мероприятий уплотняющего бурения, с использованием данных ГДИС;
- Выбора оптимальной длины горизонтального ствола;
- Оценки степени выработки запасов участка пласта;
- Выявления зависимости продуктивности трещины от пластового давления, депрессии и температуры;
- Формирования рекомендаций по ОПЗ/РИР/режиму работы в новых скважинах.

- Helping customers in justifying the optimal length of horizontal sections;
- Identification of the dependence of fracture productivity on reservoir pressure, depression and temperature;
- Making recommendations with regard to acid stimulation techniques/water shut-off/optimal drawdown conditions for upcoming wells.

ЛИТЕРАТУРА/REFERENCES

1. Rudnitsky S.V., Ananenko S.A., Kravets V.A. Market research report "The production logging and multistage hydraulic fracturing market in Russia". RPI Eastern Europe, 2017.
2. The 3rd international conference "Production intensification". Yantudina A.N., Juravlev V.V., http://old.hw.tpu.ru/f/680/main/Present_Conf2011/Yantudina A.pdf.
3. SPE 120591, Horizontal Well Production Logging Deployment and Measurement Techniques for US Land Shale Hydrocarbon Plays, Duncan Heddlston, SPE, Recon International, 2009.
4. "Production logging in horizontal wells under condition of low unstable inflow", Kolesnikova A.A., Kremenetsky M.I., Ipatov A.I., Kovalenko I.V., Komarov V.S., Nemirovich G.M., Oil Industry Magazin, 2016.



**V МЕЖДУНАРОДНАЯ (XIII ВСЕРОССИЙСКАЯ) НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ
КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЕПРОМЫСЛОВАЯ ХИМИЯ»
состоится 28 июня 2018 года в Российском государственном университете
нефти и газа (национальном исследовательском университете) имени
И.М. Губкина, по адресу: г. Москва, Ленинский проспект, д. 65/1**

В конференции предполагается участие представителей НИИ, вузов, предприятий и фирм, занимающихся разработкой, производством, поставкой и применением химических реагентов для нефтяной и газовой промышленности на территории России и стран СНГ.

Участникам конференции предоставляется возможность выявить основные тенденции в развитии мирового и российского рынка химических реагентов, установить контакты и получить необходимую информацию о современном уровне производства и применения химических реагентов для нефтяной и газовой промышленности.

ТЕМАТИКА КОНФЕРЕНЦИИ:

- реагенты для бурения, заканчивания и ремонта скважин;
- реагенты и технологии их применения в процессах повышения нефтеотдачи пластов, интенсификации добычи нефти;
- применение химических реагентов при транспорте нефти и нефтепродуктов;
- разработка и применение современных защитных материалов, бактерицидов и ингибиторов коррозии, солеотложения и парафиноотложения при добыче и транспорте нефти и газа;
- применение водорастворимых полимерных материалов в процессах эксплуатации нефтяных месторождений;
- поверхностно-активные вещества в нефтяной и газовой промышленности;
- физико-химические исследования нефтей и реагентов, применяемых для добычи и транспорта нефти и газа;
- экологические аспекты производства и применения химических реагентов в нефтяной и газовой промышленности;
- информационное обеспечение и маркетинг в области производства и применения химических реагентов для нефтяной и газовой промышленности.



Адрес оргкомитета конференции:

119991, Москва, Ленинский проспект, 65, корпус 1, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

E-mail: npch@gubkin.ru Факс: (495) 956-62-57



ESTM



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



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



Приглашаем посетить
наш стенд на выставке
НЕФТЬ И ГАЗ / MIOGE-2018

Тезисы Международной конференции и выставки по кольтюбингу и внутрискважинным работам SPE/ICoTA (часть 1)

SPE/ICoTA Coiled Tubing & Well Intervention Conference & Exhibition 2018 Abstracts (Part 1)

Конференция и выставка по кольтюбингу и внутрискважинным работам прошла в Вудлендсе, штат Техас, США, с 27 по 28 марта 2018 года. Это ежегодное событие было организовано Обществом инженеров-нефтяников (SPE) и Ассоциацией специалистов по кольтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA).

СЕКЦИЯ 1. Внутрискважинные работы в сложных скважинах

В данной секции рассматриваются новейшие технологии по внутрискважинным работам с применением ГНКТ и кабеля в сложных условиях, которые включают в себя многоствольные скважины, сужения НКТ, высокие давления и скважины с длинными горизонтальными участками.

Использование технологии ультразвуковой диагностики для оценки модуля ввода в боковой ствол

*М. Сольберг, Archer; М. Сулливан, С. Дрейк,
ConocoPhillips; Т. Ромметвейт, Д. Трун, Archer;
Д. Джонс, Quintana Energy Services*

Совершенствование технологии бурения и заканчивания скважин приводит к увеличению количества многоствольных скважин, которые сооружаются для уменьшения общего количества скважин и увеличения области дренирования пласта. Однако подобные технологии приводят к увеличению сложности бурения, что, в свою очередь, может привести к авариям и осложнениям, связанным с некачественным заканчиванием скважин. Возможности технологии ультразвукового сканера предоставляют новое решение для многоствольных скважин.

Несколько попыток провести внутрискважинные работы в верхнем боковом стволе многоствольной скважины для крупной нефтедобывающей компании на Аляске не увенчались успехом. Для выявления проблемы были использованы различные технологии, но конструктивных результатов получено не было. В мае 2017 года для проведения инспекции модуля ввода в боковой ствол была использована технология ультразвукового зондирования. В статье описываются данные, собранные с помощью ультразвукового имиджера, демонстрируя таким образом новый метод проведения диагностики в многоствольных скважинах.

Ультразвуковой забойный имиджер основан на

The Coiled Tubing & Well Intervention Conference & Exhibition took place in Woodlands, Texas, USA on March 27–28, 2018. The annual event was traditionally organized by the Society of Petroleum Engineers (SPE) and the Intervention & Coiled Tubing Association (ICoTA).

SESSION 1. Intervention in Challenging Wells

This session focuses on the latest technologies for wireline and coiled tubing interventions in challenging wells including multilaterals, tubing restrictions, high pressure, and extended reach.

Utilizing Ultrasonic Imaging Technology to Evaluate a Lateral Entry Module

*Solberg Marianne, Archer; Sullivan Michael,
Drake Steve G., ConocoPhillips; Rommetveit
Tarjei, Troup Duncan, Archer; Johns Joel,
Quintana Energy Services*

As a result of improved drilling and completion techniques, an increasing number of wells worldwide utilize multilateral systems to minimize the number of surface penetrations required to maximize reservoir contact. However, these systems increase the complexity, which in turn introduces new failure modes and challenges related to inspection of erroneous completions. The scanning range and measurement capabilities utilizing ultrasound imaging techniques provide a new solution for well diagnosis of multi-lateral completions.

Several attempts to enter the upper lateral of a multi-lateral well operated by a major oil company in Alaska, USA had been unsuccessful. Different technologies were attempted to diagnose the problem but no conclusive results were obtained. In May 2017, an ultrasonic imaging technique based on medical ultrasound imaging was used to inspect the Lateral Entry Modules (LEMs). This paper presents the data collected by an ultrasound downhole scanner demonstrating a novel method for diagnosing multi-lateral wells.

известной технологии ультразвукового исследования (Angelsen, 2000) для получения снимков компоновки заканчивания. Элемент 288, набор периферийных ультразвуковых датчиков вместе с технологией формирования направленного сигнала позволяют оптимизировать качество снимков в колоннах разного диаметра без двигающихся частей. Датчик работает в эхоимпульсном режиме. Исследование проводится непрерывно с получением снимков в режиме реального времени. В 2011-м имиджер использовался для инспекции повреждений песчаного фильтра (Hyde-Barber). Данный тип имиджера используется с 2009 года для исследования повреждений компоновки заканчивания.

Модуль ввода в боковой ствол был исследован с помощью имиджера на наличие повреждений. В такой же скважине был получен снимок действующего модуля в рабочем состоянии. После этого было проведено сравнение двух снимков. Полученные данные, визуализированные с помощью 2D-снимков, шкалы серых тонов и преобразованных 3D-изображений, показали, что верхняя часть компоновки модуля не была установлена точно напротив вырезанного окна бокового ствола. Таким образом, была выявлена причина неудачных попыток войти в боковой ствол. Для документального отображения полученной информации была проведена инспекция с помощью ультразвукового имиджера. Результаты исследования помогли заказчику выявить проблемы и предоставили информацию для дальнейшего решения их.

Диагностика набухающих пакеров с помощью мультidetекторного импульсного нейтронного каротажа и тетраборнокислого натрия

М.Цедилло, А.Зетт, К.Хан, Р.Элгоними, Б.Раеси, Д.Иттер, Д.Хэкер, Н.Лэнди, BP Exploration Alaska

Диагностика набухающих пакеров является необходимым видом работ в рамках программы по исследованию и диагностике скважин на месторождении Прадхо-Бей. На текущий момент на месторождении пробурено несколько скважин, законченных нецементируемыми хвостовиками с более чем 500 водо- или нефтенабухающими пакерами на три продуктивных пласта. После ввода в эксплуатацию скважин с таким типом заканчивания на некоторых из них были выявлены ранние прорывы газа и воды. Поэтому мотивом для написания этой работы послужила потребность в технологии точного определения причин прорывов: особенность пласта или повреждение компоновки заканчивания.

Технология исследования с помощью тетраборнокислого натрия для определения каналов прорыва флюида успешно применялась на месторождениях в районе Норт-Слоуп на Аляске, в основном в горизонтальных цементируемых и перфорируемых скважинах. Однако данная технология еще не была применена для оценки набухающих пакеров в нецементируемых компоновках заканчивания горизонтальных скважин. Хотя для проведения диагностики в

The ultrasound downhole scanner utilizes established technology applied in medical ultrasound imaging (e.g. Angelsen 2000) to obtain images and measurements of downhole completion components. A 288 element, 3.3MHz circumferential ultrasound transducer array combined with electronic beamforming allows the flexibility to optimize image quality for different tubing sizes with no moving parts. The transducer operates in pulse-echo mode. Logging is performed dynamically with images obtained real-time. In 2011, the scanner was used to measure damages in sand screens (Hyde-Barber et al.) and has since 2009 been used to image and measure downhole completion components worldwide.

The possibly defective LEM was investigated by the scanner. A reference scan of a fully functional LEM in the same well was also made and the results from the two compared. The ultrasound data, visualized both as 2D grey-scale images and 3D-rendered images, clearly show that the upper LEM assembly was not properly aligned with the window of the lateral. Thus, explaining the past unsuccessful attempts to enter the completion. Measurements were made directly on the ultrasound images to document the findings. The results from the survey helped the customer to understand the situation of their well and gave information which was valuable for the decision making process.

Swellable Packer Evaluation Using Multi-Detector Pulsed Neutron Logging and Borax

Cedillo Gerardo, Zett Adrian, Han Xiaogang, Elghonimy Rana, Raeesi Behrooz, Itter David, Hecker Dodie, Landi Nancy, BP Exploration Alaska

Swellable packer evaluation has become a critical component of Greater Prudhoe Bay (GPB) well design, surveillance and diagnostic strategy. Currently in the field there are several wells constructed with cementless completions with over 500 water or oil swellable packers across three different reservoirs. Several early gas or water breakouts have been documented since these types of completions have been deployed and the need for an accurate diagnostic technique to distinguish between a reservoir phenomenon or a completion failure motivated this work.

The borax evaluation technique historically has been successfully used in oil fields on the North Slope of Alaska to detect fluid channeling mainly in horizontal cemented and perforated wells.

обоих случаях используется один и тот же прибор мультidetекторного импульсного каротажа с записью либо в реальном времени, либо с накопительным устройством, существует принципиальная разница между нецементируемыми и цементируемыми (перфорированными) компоновками заканчивания. Игнорирование этой разницы может привести к некорректному подбору нейтронов и некорректной интерпретации данных, а следовательно, к неправильной диагностике и ремонту.

Целью данной статьи является описание выполненного нейтронного моделирования, выполненных работ на скважине, процесса интерпретации данных и результатов диагностики данного типа заканчивания.

Новейшая технология скважинного трактора для повышения эффективности в сланцевых породах

В. МакКатчен, Д. Лонг, М. Замбрано, Altus Intervention; А. Сорг, Rice Energy

При разработке компоновок скважинного трактора для наклонных или горизонтальных скважин, мощность трактора, необходимая для доставки забойного инструмента на заданную глубину, определяется весом применяемого кабеля, максимально допустимым весом доставляемого инструмента, интенсивностью искривления ствола скважины и заданной глубиной. До сих пор до операции необходимо было соответствующим образом рассчитывать колонну ГНКТ, используемую для доставки забойного инструмента скважинным трактором. Скорость спуска ограничивается максимально возможной мощностью трактора, которая необходима для доставки инструмента на заданную глубину.

Возможность по требованию настраивать мощность скважинного трактора в зависимости от скорости позволяет обеспечить максимально возможную скорость в вертикальном участке скважины, где не требуется большая мощность трактора. При увеличении глубины скважины или в участках наиболее интенсивного набора кривизны скважинный трактор может быть настроен для обеспечения максимальной мощности, необходимой для достижения заданной глубины. Управление трактором в режиме реального времени позволяет значительно сократить временные затраты на операцию. Управление осуществляется с помощью независимого контроля каждой секции трактора. Таким образом, достигается максимально эффективное соотношение «скорость/мощность» для каждого участка скважины.

На текущий момент было выполнено более 70 работ с использованием технологии селективного контроля секций скважинного трактора на различных месторождениях США. Работы выполнялись множеством компаний, предоставляющих услуги внутрискважинных работ с электрическим кабелем различным добывающим и разведочным компаниям. Например, на некоторых скважинах, где применялась данная технология, была зафиксирована рекордная

This technique however, was never used to evaluate swellable packers in horizontal cementless completions. Even when the same multi-detector pulsed neutron (MDPN) instrument could be used in real time or memory conveyance to evaluate either one, there are fundamental differences in how these cementless completions are designed and evaluated compared to the cemented and perforated ones. Ignoring those differences could lead to the wrong nuclear attribute selection and incorrect interpretations, diagnostics and remediation strategies.

The objective of this paper is to describe the nuclear modelling performed, the wellsite procedures used, the interpretation workflow, and the results of evaluations of these completions.

Latest Tractor Technology Provides Performance Improvements in Unconventional Shales

McCutcheon Wade, Long Jarrod, Zambrano Mauro, Altus Intervention; Sorg Andrew, Rice Energy

When configuring tractor assemblies for highly deviated or horizontal conveyance, the tractor power required to deliver the conveyed passenger tool to the target well depth is determined by the weight of the deployed cable and payload, the tortuosity of the well trajectory, and the extent of the target depth. Until now, the tractor toolstring needed to be configured accordingly before being run in hole. Conveyance speed is compromised for the maximum power requirements expected to ensure the tractor is capable of delivering the payload to the target depth.

Having the ability to adjust the power versus speed on command allows the tractor to be optimized to deliver the highest speed in the earlier parts of the well where maximum power is not required. In the deeper portions, or where the well becomes more tortuous, the tractor can be controlled to provide maximum power and ensure the target depth is achieved. Real time control delivers considerable reductions in total conveyance operating time. This is achieved by independently controlling the various drive sections to deliver the optimum speed/power configuration per well section.

There have been more than seventy jobs completed to date utilizing selective functionality across a variety of US land tractor conveyance operations. The jobs have been performed with a range of electric line companies while servicing numerous exploration and production (E&P) operators.

дистанция использования трактора более 4500 м. Применение технологии управления скважинным трактором в режиме реального времени позволило сократить временные затраты более чем на 40%. Помимо повышения эффективности, также снизились операционные риски благодаря сокращению времени работы трактора.

На момент написания статьи технологию селективного контроля секций скважинного трактора может предложить только одна сервисная компания, однако новые стандарты использования скважинных тракторов уже установлены.

Технология навигации скважинного трактора на кабеле

П. Фоучер, Р. Пууртен, Schlumberger

В статье описывается разработка скважинного трактора, спускаемого на кабеле с механизмом отдельного закрытия рычагов, который позволяет снизить тяговое усилие на одном рычаге, в то время как другие обеспечивают необходимую тягу для преодоления возросшего сопротивления при прохождении препятствий.

Скважинные тракторы, спускаемые на кабеле, позволяют осуществить доставку каротажных приборов и перфораторов, а также проводить другие внутрискважинные работы в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах. Во многих случаях спуск трактора на кабеле обладает преимуществом перед спуском на ГНКТ благодаря компактности, быстрой установке, минимальному искажению потока и быстрой скорости. Однако тракторы не могут достаточно легко преодолеть такие препятствия, как сужения колонны, элементы компоновки заканчивания с малым внутренним диаметром, участки повреждения колонны, шлам.

Данная проблема связана с принципом работы трактора. При прохождении препятствия требуется повышение толкающего усилия, а следовательно, необходимо оказать большее давление на рычаги трактора для увеличения сцепления. В этот момент один из рычагов трактора должен закрыться для обхода препятствия. Для этого необходимо снижение давления на этот рычаг. Первоначально предложенным решением был спуск компоновки из двух тракторов. При прохождении препятствия рычаги одного трактора закрываются. Данный метод требует большого количества элементов компоновки, а также увеличивает длину КНК.

Для решения данной проблемы предлагается использовать скважинный трактор с возможностью отдельного закрытия рычагов, спускаемый на кабеле. Эта функция позволит убрать тяговое усилие на одном рычаге, в то время как другие обеспечивают необходимую тягу для преодоления препятствий.

Встроенный в прибор механизм можно задействовать в любое время без специальной подготовки, планирования или дополнительного модуля. Это позволяет избежать ненужных СПО для смены КНК в случае обнаружения неожиданных препятствий в скважине. ▶

Examples include record wells with lateral lengths requiring over 15,000 ft of tracting. The application of this in-well, real-time adjusted optimization has resulted in tractor conveyance time savings of over 40%. In addition to the efficiency gains, there has also been a reduction in operational risk due to less time spent in hole tracting.

Selective tractor functionality is commercially available from one provider at the time of writing, but it is quickly setting standards for all tractor conveyance providers.

Wireline Tractor Advanced Restriction Navigation

Foucher Pierre-Arnaud, Poorten Ryan Vander, Schlumberger

A wireline tractor has been developed with an integrated individual arm-closing mechanism that enables losing traction in only one arm while all the others are delivering the traction necessary to overcome the increased force in navigating an obstacle.

Wireline tractors convey logging tools, perforating guns, and mechanical services in highly deviated and horizontal wells. In many cases, they are an efficient alternative to coiled tubing because of their small footprint, quick deployment, minimal flow disruption, and fast tracting speed. However, tractors cannot easily negotiate obstacles such as restrictions, completion equipment, pipe damage, and debris accumulation.

This problem is tied to the traction principle. When the tractor encounters an obstacle, higher push force is required, which means higher pressure is needed on the arms to increase the grip. At the same time, one arm must close to navigate the obstacle, which requires lower arm pressure. The solution has been to operate two entire tractors in tandem and close one tractor at a time through the restriction. This method necessitates to run an excessive number of assets and increases the toolstring length.

To solve this problem, a wireline tractor has been developed that uses an individual arm-closing mechanism. This unique feature enables losing the traction of only one arm while the other arms are delivering the traction to overcome the increased force.

This mechanism is built in the tool and is available at any time without any specific tool preparation, planning, or module addition, which eliminates undesirable trips in and out of the wells to reconfigure the toolstring in case of an unexpected obstacle. ▶

This innovation has been successfully

Этот механизм был успешно опробован на многих скважинах. В данной статье будет представлено описание работ на двух скважинах в Мексиканском заливе и Северной Америке с использованием данного механизма с целью уменьшения длины КНК и сокращения количества элементов КНК для преодоления сужений колонны заканчивания.

На первой скважине функция отдельного закрытия рычагов трактора позволила пройти через несколько боковых мандрелей, которые из-за своей конструкции всегда являлись препятствием для скважинных тракторов. На второй скважине эта функция позволила избежать СПО для смены компоновки трактора при обнаружении сужения в колонне заканчивания.

Инновационная конструкция скважинного трактора с возможностью отдельного закрытия рычагов значительно повышает эффективность трактора по выполнению заданных целей, снижает временные затраты, а следовательно, и стоимость работы.

Внутрискважинные работы в истощенных скважинах с большим отходом от вертикали с применением ГНКТ и газожидкостных смесей

Т. Вильямс, Halliburton

Целью данной работы является описание основных принципов и технологий для выполнения внутрискважинных работ в горизонтальных и наклонно-направленных скважинах с низким пластовым давлением, зонами поглощения и выработанными пластами. В статье приводится обсуждение примера надежного и безопасного выполнения стандартной работы по промывке и освоению скважины, которое включает в себя упрощенные расчеты, используемые вместе с новейшим программным обеспечением. Выполнение работ с ГНКТ в горизонтальных скважинах с участками поглощения несет в себе высокие риски. Поглощение жидкости скважиной приводит к риску недостаточного удержания твердых частиц во взвешенном состоянии и риску потери циркуляции, что может привести к дорогостоящим авариям, оставлению ГНКТ или другого оборудования в скважине, а также к снижению продуктивности скважины. Для скважин, расположенных на суше в США, с выработанными пластами и низким пластовым давлением, в которых из-за поглощений нельзя поддерживать необходимый уровень столба жидкости, надежным и успешным методом ремонта являются работы с применением ГНКТ. Эти работы включают в себя промывку, подготовку ствола скважины к повторному ГРП, фрезерование на депрессии в горизонтальных участках.

Смесь азота и растворов на водной основе используется для понижения гидростатического давления, оказываемого на пласт, что обеспечивает продолжительную циркуляцию. Растворы на водной основе были подобраны специально для каждой операции с учетом породы продуктивного пласта, состава пластовой жидкости, требований к выполнению работы, параметров и ограничений забойной компоновки, совместимости с химическими

квалифицированы в многих операциях трактора. Два случая в Мексиканском заливе и в Северной Америке будут представлены в которых эта функция была instrumental to reduce the toolstring length and asset overdeployment in overcoming expected and unexpected completion restrictions.

In the first operation, this solution enabled to navigate several side pocket mandrels, which are well-known challenges for tractors due to their complex geometries. In the second case, it saved a deemed inevitable trip to reconfigure the tractor on surface when the tractor encountered an unexpected completion restriction.

The breakthrough design of the arm-closing mechanism significantly increases overall tractor ability to successfully reach the job objective while reducing nonproductive time, resulting in more efficient operations and reduced costs.

Depleted Well Intervention in Extended Laterals Using Coiled Tubing and Commingled Fluid Systems

Williams Troy A., Halliburton

The objective of this paper is to clearly outline the basic principles and techniques required to successfully perform well intervention in wells with low-pressure formations, thief zones, and/or depleted reservoirs – specifically, horizontal or highly deviated wells. The paper aims to review the considerations and provide an example of reliable execution in its most basic form, including simplified calculations designed to be used in conjunction with advanced modeling software available in the industry. Coiled-tubing intervention in lateral wells with fluid-loss potential is inherently high risk. The risk of poor solid suspension or loss of fluid circulation results from the inability to avoid fluid loss and causes costly job failures, lost workstrings or equipment, or reduced well production. For land-based operations in the United States, coiled tubing has been reliably and successfully deployed in depleted and low-reservoir-pressure wells that were unable to support a hydrocarbon or water column to surface. These jobs include sand cleanouts, re-fracture preparation cleanouts, and underbalance millouts in extended laterals.

Commingled nitrogen and water-based systems were used to reduce hydrostatic pressures exerted on the reservoir and, thereby, allowed for successful continued circulation. The fluid system was adapted to each well intervention to consider formation type, reservoir fluid composition, job requirements, BHA requirements and



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

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

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



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

Производимые реагенты, применяемые для приготовления кислотных составов:

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

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



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

1. Анализ скважин-кандидатов под СКО.
2. Предоставление рекомендаций по выбору оптимальной технологии ОПЗ по выбранному объекту.
3. Подготовка предварительных расчетов, составление дизайна обработки с применением ПО «StimPro», составление плана работ на ОПЗ.
4. Проведение лабораторного исследования образцов нефти и воды с выбранной скважины с целью подбора оптимальных дозировок реагентов для приготовления кислотного состава, проведение тестирования образца кислотного состава на совместимость с флюидом.
5. Выезд инженера-технолога на месторождение для контроля процесса приготовления кислотного состава, проведения полевого тестирования приготовленной промышленной партии кислотного состава на соответствие и совместимость, с оформлением полного отчета.
6. Составление матчинга по итогам проведенной обработки, анализ эффективности обработки.
7. Ведение мониторинга эффективности работы скважины с момента вывода на режим.
8. Предоставление рекомендаций по режиму эксплуатации объектов и проведению очередных ГТМ.
9. Поставка реагентов и соляной кислоты с доставкой до месторождений в Урало-Поволжском регионе собственными кислотовозами объемом 15 м³ и 20 м³ на базе вездеходов КАМАЗ.

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

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

Fidmash



Completion &
Production Solutions

КАЧЕСТВО
И НАДЕЖНОСТЬ

- ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ГРП
- УСТАНОВКИ КОЛТЮБИНГОВЫЕ
- УСТАНОВКИ ЦЕМЕНТИРОВОЧНЫЕ
- УСТАНОВКИ НАСОСНЫЕ
- УСТАНОВКИ АЗОТНЫЕ



220033, Беларусь, Минск, ул. Рыбалко, 26
Тел.: +375 17 298 24 17, факс: +375 17 368 30 26
E-mail: fidmashsales@nov.com, www.fidmashnov.by
www.fidmashnov.ru, www.fidmashnov.kz
Представительство в России «ФИДсервис»
Тел.: +7 916 281 15 53



реагентами, способности удерживать частицы выбуренной породы во взвешенном состоянии. Мониторинг скважинных условий с соответствующим изменением параметров газожидкостной смеси позволяет значительно снизить вероятность аварии.

СЕКЦИЯ 2. Повышение эффективности внутрискважинных работ

На текущий момент основными задачами в энергетической отрасли являются снижение затрат и повышение эффективности работ. Эффективность внутрискважинных работ можно повысить путем внедрения новых технологий, анализа проведенных работ и сокращения временных затрат с помощью мониторинга в режиме реального времени. В этой секции представлены доклады по новым уникальным техническим решениям, внедренным в технологический процесс по итогам переговоров и обсуждений и позволившим повысить эффективность внутрискважинных работ.

Лабораторные испытания инновационной технологии обработки металлических поверхностей для понижения трения при работах с ГНКТ в горизонтальных скважинах

К. Эллиотт, NOV Quality Tubing; С. Лувеску, Baker Hughes, a GE Company; К. Йекта Ганже, Essential Coil Well Services; Й. Лу, NOV Quality Tubing

За последние несколько лет добывающие компании удлиняли горизонтальные участки скважин для обеспечения максимального вскрытия продуктивного пласта и высоких дебитов. Однако в условиях длинных горизонтальных участков увеличивается трение между ГНКТ и обсадной колонной. При этом падает вероятность, что ГНКТ традиционного размера достигнет заданной глубины без искривления. Для того чтобы ГНКТ достигала заданной глубины, применяются смазывающие агенты и вибрационные приборы. Однако некоторые из этих химических агентов и инструментов могут вести себя непредсказуемо на забое скважины. Кроме того, смазывающие агенты являются дорогостоящими в условиях всеобщей тенденции к снижению стоимости внутрискважинных работ.

В данной статье представлен доклад о лабораторных испытаниях новой технологии обработки поверхности ГНКТ с целью понижения трения. Эта технология доказала свою эффективность по понижению трения путем изменения характера поверхности ГНКТ. После обработки поверхность ГНКТ становится гладкой, с углублениями микронного размера, удерживающими смазывающий агент, который сложно отмыть с поверхности.

Новая технология обработки металлических поверхностей была опробована на нескольких образцах ГНКТ. В лаборатории был проведен анализ трения между обрабатываемыми образцами ГНКТ и образцами обсадных колонн с помощью прибора для исследования линейного износа. Прибор разработан специально для измерения коэффициентов трения между ГНКТ и обсадной колонной при забойных

limitations, chemical compatibility, cutting suspension potential, and foam integrity. When combined with real-time monitoring of, and response to, well conditions, the occurrence of job failure was greatly reduced.

SESSION 2. Improving Operational Efficiency

The challenge in the current energy environment is to reduce costs and maintain efficient and effective operations. Improving operational efficiency can be achieved through new technology, analysis of past job data, and reduction of operational time through real-time data. This session covers unique solutions successfully implemented through discussions utilizing various methods of intervention solutions to improve operational efficiency.

Laboratory Evaluation of a Novel Metal Surface Treatment for Coiled Tubing Friction Reduction in Extended-Reach Wells

K.J. Elliott, NOV Quality Tubing; S. Livescu, Baker Hughes, a GE Company; K. Yekta Ganjeh, Essential Coil Well Services; Y. Li, NOV Quality Tubing

In the past few years, operators have been increasing the lateral lengths of horizontal wells to maximize the reservoir contact and production rates. However, the frictional forces between the coiled tubing (CT) and casing in those long lateral wells also increase, limiting the ability of conventional CT sizes to reach the end prior to lock-up occurring. Technologies such as lubricants, vibratory tools and tractors are usually used to extend the CT reach. However, the downhole performance of some of these friction-reducing technologies is sometimes unpredictable and inconsistent. In addition, with the current industry's trends to lower the overall intervention costs, lubricants may be considered too expensive in long laterals.

This paper reports on the laboratory evaluation of the friction-reduction performance of a novel CT surface treatment. This surface treatment has been proven to be effective at reducing the frictional forces by altering the CT surface finish. After the treatment, the CT surface is smoother and has micron-size dimples that work as small reservoirs, preventing a lubricant from being easily washed off the CT surface.

The new metal surface treatment was applied to several CT samples. The friction between the treated CT samples and various actual casing samples was studied in a laboratory on a linear friction apparatus. This instrument is specifically designed to

условиях с технологическими жидкостями, используемыми при операциях с ГНКТ (и без) и при температурах до 100 °С. Были проведены лабораторные испытания для определения способности обработанных и необработанных образцов ГНКТ удерживать смазывающий агент при скольжении по поверхности обсадных колонн.

В настоящее время существуют две основные проблемы, связанные с использованием смазывающих агентов для понижения трения при работах с ГНКТ. Во-первых, чтобы уменьшить объем смазывающего агента в протяженных горизонтальных участках, а следовательно, и стоимость работы, многие добывающие компании предпочитают прокачивать смазывающий агент не непрерывно, а пачками. Тем не менее большая часть смазывающего агента остается внутри ГНКТ, и только небольшое количество прилипает к внешней поверхности ГНКТ и обсадной колонны, где необходимо уменьшить трение. Во-вторых, даже если смазывающий агент покрывает внешнюю поверхность ГНКТ, то существует риск быстрого смывания, если агент не закачивается непрерывно.

Результаты лабораторных испытаний, полученные в результате этого исследования, показали снижение коэффициентов трения после обработки поверхности ГНКТ. Эти результаты подтверждают возможность понижения трения при производстве гибких труб с обработанной поверхностью с использованием таких технологий снижения трения, как смазывающие агенты, вибрационные инструменты и скважинные тракторы. Снижение трения также было зафиксировано и без использования таких технологий. Преимущество использования новой технологии обработки металлической поверхности заключается в том, что смазывающий агент остается дольше в порах микронного размера на поверхности ГНКТ и более эффективно понижает трение.

Новизна данной статьи включает в себя тот факт, что обработка поверхности ГНКТ может понизить трение как сама по себе, так и в сочетании с технологиями понижения трения, такими как применение смазывающих агентов, вибрационных инструментов или тракторов. После обработки поверхность ГНКТ становится гладкой, с порами микронного размера, которые удерживают смазывающий агент и предотвращают его смывание. Лабораторные испытания с новыми образцами ГНКТ показали снижение коэффициентов трения по сравнению с образцами с необработанными поверхностями.

Новое поколение инструментов для отсоединения: надежность, безопасность, эффективность и высокое качество

Г.Ау, Т.Шейретов, С.Элструп, К.Стефан Ривас, К.Белликард, Й.Кобл, Schlumberger

В статье описывается новый высокопрочный электрический инструмент для отсоединения, который заменяет обычный узел разъединения и достигает того же показателя прочности, что и показатель максимально допустимого натяжения

measure the coefficients of friction between CT and casing at downhole conditions, such as with or without fluids relevant to coiled tubing operations and at temperatures as high as 100 °C. Additionally, laboratory tests were performed to determine the ability of the treated and un-treated CT samples to retain lubricants when sliding on the casing surfaces.

Currently, there are two main operational challenges of using lubricants for reducing the CT friction. First, to reduce the lubricant volume in long laterals, and therefore the intervention costs, many operators choose to pump lubricant slugs instead of pumping the lubricant continuously. However, most of the lubricant is consumed inside the CT, and only a small lubricant amount adheres to the outside CT and casing surfaces where the friction needs to be reduced. Secondly, even if the lubricant coats the outside CT surface, there is a risk of being quickly washed off, unless new lubricant is pumped continuously.

The laboratory testing results obtained from this study have shown a reduction of the coefficients of friction after the CT metal surface treatment. These results prove the friction-reduction potential of manufacturing a CT with the new treated surface for extending the CT reach with or without friction-reducing technologies such as lubricants, vibratory tools and tractors. The advantage of utilizing the new CT metal surface treatment is that a lubricant remains longer in the micron-size pores on the CT surface and reduces the CT friction more consistently.

The novel idea in this paper encompasses the fact that the CT metal surface treatment has the potential to reduce the CT friction by itself and further in combination with friction-reducing technologies such as lubricants, vibratory tools or tractors. The new CT surface is smoother and has micro-pores that can prevent a lubricant from being easily washed off the CT surface. The laboratory tests with the new CT samples have shown reduced coefficients of friction when comparing to conventional CT coupons with un-treated surfaces.

Next-Generation Release Device: Strong, Safer, Efficient, and Rigorously Qualified

Greg Au, Todor Sheiretov, Stephanie Elstrop, Caroline Stephan Rivas, Claire Bellicard, Yoann Couble, Schlumberger

A new high-strength electrical release device has been developed that supersedes the typical weakpoint and achieves the

инструмента. Высокопрочный инструмент отсоединения позволяет спускать в скважину тяжелые приборы на кабеле и удлиненные перфораторы, что дает возможность повысить эффективность работы. Инструмент прошел тщательную проверку на качество для обеспечения безопасной и надежной эксплуатации в сложных условиях.

Технология включает в себя систему механического разъединения, которая соединяет две секции с помощью раздвижных клиньев. Инструмент работает по новым каналам телеметрии, которые могут использоваться совместно с другими каналами связи. В случае потери электрического канала связи во время работы в инструменте опционально предусмотрена батарея с таймером.

После подачи сигнала на отсоединение по электрическому каналу связи двигатель активирует механизм отсоединения, который выполняет разделение инструмента даже в условиях значительного остаточного натяжения колонны. Испытание инструмента подтвердило возможность его использования с тяжелыми приборами и ударостойкость к длинным перфораторам.

На испытаниях инструмент отсоединения по электрическому каналу связи продемонстрировал высокие показатели работы в самых сложных операциях. В полевых условиях инструмент использовался как вторичный инструмент отсоединения, который успешно работал в агрессивных условиях проведения перфорации. Одним из проектов, где применялся данный инструмент, был проект, для реализации которого было привлечено 6 производственных линеек. Инструмент отсоединения спускался в скважину на ГНКТ вместе с длинной компоновкой перфоратора для работы в пласте с высоким содержанием сероводорода и углекислого газа. Инструмент позволил значительно уменьшить количество СПО, что привело к повышению эффективности проекта. На другом проекте инструмент спускался в скважину на кабеле вместе с длинной компоновкой перфоратора. Инструмент позволил снизить количество необходимых СПО и сократить временные затраты для заказчика. Данные работы были успешно выполнены благодаря испытаниям. Например, в рамках комплексного испытания для моделирования забойных условий использовалась компоновка перфоратора с максимально допустимой длиной более 36 м. В случае продолжения такой тенденции этот инструмент изменит будущее перфорации на кабеле.

Управляемый высокопрочный инструмент отсоединения по электрическому каналу связи позволяет проводить спуск тяжелых приборов и длинных перфораторов как на ГНКТ, так и на кабеле. Эта возможность позволит повысить эффективность работы скважин, а также установит новые стандарты выполнения перфорации на кабеле.

Максимальное использование потенциала данных, полученных во время работы

Крис Мерфи, ВНР; Эндрю Самс, СМУ

same strength as the tool tension rating. A stronger release device facilitates running heavier tools on wireline, along with the ability to run significantly longer gun strings, which increases operational efficiency. The release device was subjected to a rigorous qualification program conducted to ensure the highest safety and reliability of this device under demanding conditions.

This technology uses a motorized release that holds two sections together via retractable dogs. The release device operates using new telemetry protocols that are combinable and segregated from other communication schemes. An optional battery with a preset timer provides redundant control if electrical communication is lost during operations.

After the electrical release signal is sent, the motor activates the release mechanism, enabling the device to separate, even with significant residual tension on the toolstring. Completion of rigorous qualification testing was necessary to confirm performance for the heavy load requirements and high shock levels characteristic of long perforating toolstrings.

The new electrical release device has delivered flawless performance in seemingly impossible well programs. In field cases, the device was the optimal answer in providing a secondary release device that is high functioning in the harsh perforating environment. One case presents the completion of a project that involved the collaboration of six product lines. The release device was used with coiled tubing deployment of extremely long gun strings in a reservoir containing high H₂S and CO₂ content. The device enabled a significant reduction in the number of coiled tubing runs, which resulted in a significant increase in operational efficiency. Another application enabled the conveyance of large gun strings using wireline, which reduced the number of descents required and saved valuable time for the operator. These well programs were successfully completed because of the extreme engineering qualification achieved. For example, surface integration testing involved a maximum allowable gun string of more than 120 ft in a well to model downhole exposure. If this trend continues, it is possible that this device will change the future of wireline perforating operations.

The new controllable electrical release device with exceptional strength enables the deployment of heavy tools and long guns on both coiled tubing and wireline. This will lead to efficiencies in well design as well as optimization and a higher standard in wireline perforating operations.

В процессе фрезерования пробок на ГНКТ в кабине управления можно услышать следующие команды: «спуск», «стоп», «подъем», «закачка». Что является основой принятия решений и какую информацию необходимо обработать для принятия того или иного решения? Во время работы с ГНКТ регистрируется множество параметров, включая расход насоса, давления, вес и скорость ГНКТ. Успех операции зависит от того, как производится интерпретация этих данных и как принимаются решения по следующим действиям. В лучшем случае в конце работы эти данные архивируются в одну из множества сетевых папок. А что, если поступающая информация будет анализироваться с целью разработки показателей производительности и понимания, почему результаты были именно такими? Что, если эта информация позволит осуществлять управление будущими работами? В данной статье предлагается алгоритм, разработанный для анализа выполненной работы, который позволяет обработать большой, широко доступный массив данных по фрезерованию пробок на ГНКТ.

Тридцать лет разработки программного обеспечения для моделирования работ с ГНКТ. Новые возможности

В. Айткен, С. Ливеску, С. Крейтц, Baker Hughes, a GE Company

Работы над разработкой пакетов программного обеспечения для моделирования работ с гибкими насосно-компрессорными трубами (ГНКТ) ведутся в течение последних трех десятилетий для планирования и выполнении операций с ГНКТ по всему миру. Первые версии программных продуктов не учитывали изменения параметров во времени. Однако за последние десятилетия эти программные продукты получили возможность учитывать нестационарные процессы, изменяющиеся при выполнении работы. В будущем планируется использовать эти продукты для автоматизации работ с ГНКТ. В данной статье впервые предлагается описание этих программных продуктов.

Разработка компьютерной программы началась в начале 80-х для оценки процесса движения флюидов на забое и термобарических условий при выполнении работ с ГНКТ. Использование многофазных реологических и фрикционных корреляций, полученных по результатам лабораторных исследований, позволило проверить программный продукт на соответствие промышленным данным со всего мира. Позже для оценки возможности работы ГНКТ в горизонтальных скважинах и предупреждения возможных осложнений на забое появились программы, позволяющие проводить анализ нагрузок и напряжений, действующих на ГНКТ. Эти программы учитывают инклинометрию скважин, трение, размер гибкой трубы, профиль и материал стали. Сейчас наиболее распространены программные продукты, которые не учитывают изменение параметров в процессе выполнения работ. Однако на практике забойные условия изменяются в процессе выполнения таких работ, как промывка,

Unlocking the Potential of Your Coiled Tubing Post Job Data

Chris Murphy, BHP; Andrew Sams, CMU

"Run in hole", "stop CT", "pickup", "drop pumps"... All common commands heard in the control cab during a coiled tubing plug drillout (CTDO). What drives the decision making process and what information has been processed to arrive at such a conclusion? During a coiled tubing (CT) operation, many parameters are being acquired including pump rate, pressures, weights and speeds, and the success of the operation relies on how the supervisory personnel interpret this data and advise on next steps. At the end of the job, if lucky, this crucial data is archived in the catacombs of the well file on some network server. What if instead, this information was analyzed to detail the operation, develop performance metrics to help understand why the results were what they were, and ultimately provide guidance for future operations? This paper discusses an algorithm developed to support analysis and a philosophy of job review that has been utilized to robustly process a rich, continuous and widely available CTDO data set.

30 Years of Continuous Coiled Tubing Modeling Software Development and Field Applications Creating New Capabilities

Aitken W.A. H., Livescu S., Craig S., Baker Hughes, a GE Company

During the last three decades a coiled tubing (CT) modeling software package has been continuously developed to assist in the planning and executing of global CT operations. The first models were steady-state. In the past decade these models have been extended to consider transient effects of operations as they are executed. These models will also be used in the not-so-distant future to automate CT operations. In this paper, a review of all these models is presented for the first time.

The development of a computer program was initiated in the early 1980s to help understand the downhole flow and pressure conditions during CT operations. Utilizing multi-phase rheological and frictional correlations obtained from laboratory flow loop testing, the CT flow model was extensively validated against global field data. Later, CT force and stress analysis models, considering such effects as the specific well geometry, mechanical friction, CT size, shape and material strength, were developed to predict lateral reach and assist in preventing downhole CT failures. While

освоение, стимуляция, цементирование, бурение на депрессии на азотированной жидкости. За последние десятилетия программные продукты получили возможность учитывать переходные процессы на стадиях планирования и выполнения работы. Более того, появление технологии телеметрии на ГНКТ позволяет собирать забойные данные в режиме реального времени и использовать программные продукты, учитывающие изменение этих данных, для оптимизации операции, таким образом повышая эффективность и безопасность работы.

Впервые в данной статье предлагается описание программных продуктов, учитывающих и не учитывающих изменение забойных параметров. В статье описывается каждый продукт и его применение за последние 30 лет. Также в статье представлены результаты обоснования соответствия программного обеспечения промышленным и лабораторным данным. Для демонстрации переходных процессов при выполнении работ с ГНКТ и преимуществ использования программного обеспечения, учитывающего эти переходные процессы, на этапах предварительного планирования и выполнения работ в статье приведено описание конкретных промышленных примеров.

В статье описан мировой опыт разработки программного обеспечения для моделирования работ с ГНКТ за 30 лет. Математическую модель и информацию о подтверждении соответствия программных продуктов промышленным и лабораторным данным можно найти в списке литературы. В статье описаны конкретные промышленные примеры. На данный момент на глобальном уровне наблюдается нехватка опытных инженеров ГНКТ, поэтому разработка программного обеспечения для повышения эффективности операции является актуальной задачей.

Новый уровень аккумуляторов для энергоемких забойных инструментов

Д. Сегура, Э. Эркол, Schlumberger

Традиционные забойные аккумуляторы, предназначенные для малого напряжения/тока, не могут обеспечить требуемую мощность, когда речь идет об инструментах, предназначенных для электричества, подведенного с помощью кабеля. Высокая мощность, потребляемая этими инструментами, требует точного определения таких параметров, как сила тока, величина скачков напряжения, емкость аккумулятора при различных нагрузках и температурах.

Для повышения входного напряжения аккумуляторный источник питания для энергоемких забойных инструментов включает три блока батарей, соединяемых последовательно, с возможностью использования трех дополнительных блоков, соединяемых параллельно, для увеличения силы тока. Для определения характеристик литиевой батареи при разных температурах (75 °C, 100 °C, и 150 °C) были проведены испытания аккумулятора с 48-ю блоками батарей при силе тока выше 1 А. В статье также представлено описание электронной части

the most common and simplest approach within the industry is still to use steady-state models, in practice, the downhole conditions during CT operations, such as well cleaning, well unloading, well control, stimulation, cementing, underbalanced drilling with nitrified fluid, etc., are transient. Consequently, the steady-state models have been extended to account for downhole transient effects at the pre-planning and execution stages of CT operations. In addition, with the advent of the state-of-the-art CT telemetry systems, it is possible to acquire the downhole data in real time and use the transient CT software model to automate and optimize CT operations, increasing their safety and efficiency.

A review is presented for the first time about the steady-state and transient models included in the CT software model, with details about each model and how they performed during 30 years of operations. Results and discussions regarding the extensive validation of the software against laboratory and field data are also presented. Several field cases from around the world help illustrate the transient nature of CT operations and the benefits of using the transient simulation in the pre-planning and execution stages of these operations.

The paper presents the results from 30 years of global experience with the CT modeling software program. The mathematical models, validation against laboratory and field data, verification against other models available in literature, and case histories are described. The current trends within the industry are leading to a shortage of experienced CT field engineers, so the use of CT software models to increase the efficiency, compliance and safety of CT operations has never been as important as now.

Redefining Battery Operation for High-Power Downhole Tools

Segura J., Erkol Z., Schlumberger

The use of conventional downhole batteries, which are intended for low voltage/current, faces hurdles when it comes to operating tools designed for surface power provided through a cable. The high power consumed by some of these tools requires careful characterization of parameters such as current, transients, and battery capacity at different loads and temperatures.

The battery power tool developed for high-power tools uses three battery packs, here used in series, to boost input voltage, with a provision to use three additional packs in parallel for additional current.

аккумулятора, используемой для повышения напряжения до 200 В, необходимого для прибора импульсного нейтронного каротажа.

В результате была разработана система, которая может обеспечить емкость 20 А*ч и более 10 часов непрерывной эксплуатации приборов импульсного нейтронного каротажа. Также данная система обеспечивает время работы традиционных приборов каротажа более чем 100 часов. Система также позволяет использовать в полевых условиях программное обеспечение для оценки времени работы аккумулятора на конкретной скважино-операции. Преимущества данной системы подтверждены результатами полевых испытаний, проводимых начиная с 2014 года. Приведены примеры успешного применения аккумулятора на месторождениях Саудовской Аравии, Конго, Габона.

СЕКЦИЯ 3. Внутрискважинные работы с помощью электрического кабеля и канатной техники

В данной секции представлены доклады по разработке технологий по спуску приборов и опыту выполнения ловильных работ. Докладчики представили презентации по реальным осложнениям, с которыми компании сталкиваются на скважине, и техническим решениям с применением электрического кабеля, троса и каната для успешного решения поставленных задач как на внутреннем, так и на международном рынках.

Канатные работы с инновационным радиочастотным передатчиком: анализ практических примеров на месторождении Купарук-Ривер: Норт-Слоуп, Аляска

Ф. Хуни, К. Тейлор, Halliburton; Т. Вуз, ConocoPhillips

Месторождение Купарук-Ривер в регионе Норт-Слоуп на Аляске является зрелым месторождением, на котором осуществляется множество внутрискважинных работ для поддержания уровня добычи. При таком большом количестве скважин, как на месторождении Купарук-Ривер, внутрискважинные работы должны быть эффективными, и традиционные технологии канатных работ и работ с электрическим кабелем сталкиваются с осложнениями. Основной проблемой является большое количество монтажей и демонтажей оборудования для выполнения одной операции. Однако еще одной проблемой является поддержание работоспособности оборудования в регионе низких температур. Еще одной особенностью этого месторождения является большое количество скважин с асфальто-смолистыми и парафиновыми отложениями (АСПО).

Технология канатных работ с передачей забойных данных была успешно опробована на месторождении Купарук-Ривер, эта технология была описана в предыдущих статьях (Wiese, 2015). Возможность мониторинга глубины в режиме реального времени с помощью локатора муфт и дополнительного прибора гамма-каротажа является новым словом в повышении эффективности канатных работ и работ

Battery characterization efforts at currents higher than 1 A were performed at different temperatures (75 °C, 100 °C, and 150 °C) to explore the behavior of lithium battery chemistry, with a total of 48 battery packs tested. The electronics design to boost battery voltage up to 200 V to support a pulsed neutron tool is also presented.

The result of this engineering effort is a system that can provide more than 20 Ah of power and enables more than 10 hours of continuous operation of pulsed neutron tools. It also allows more than 100 hours of operation of conventional production logging tools. A tool planner software is provided for the field users to estimate the battery operation time for a specific job. Those benefits are illustrated by the field deployment results of this solution since 2014, with examples of successful operations in the Kingdom of Saudi Arabia, the Congo, and Gabon.

SESSION 3. Electric Wireline, Slick and Braided Line Applications

This session emphasizes technology developments in conveyance and tools along with case studies of operational methods and fishing operations. Speakers will present on real well issues and solutions utilizing electric, slick, and braided line to create successful outcomes in both domestic and international operations.

Digital Slickline Using a Novel RF Transceiver: Case Studies in Kuparuk River: North Slope, Alaska

Heaney F.M., Taylor C., Halliburton; Wiese T., ConocoPhillips

The Kuparuk River unit (KRU) on the North Slope of Alaska is a maturing asset providing a variety of well intervention opportunities necessary to maintain production. Because of the high well count, interventions need to be efficient, and the traditional slickline and electrical line model are being challenged. The primary concern is the multiple rig ups and rig downs to complete the scope of work, but there are also local concerns, such as maintaining a workable equipment schedule in a cold-weather region. Another unique feature of the KRU is that many of the wells have scale deposits.

Digital slickline (DSL) has been successfully used in the KRU and was highlighted in previous papers (Wiese 2015). The ability to have real-time depth correlation with a casing collar locator (CCL) and optional gamma ray (GR) during slickline runs and completing the traditional electric

с использованием электрического кабеля (установка пакера, перфорация и др.). Ранее мониторинг забойных данных в реальном времени сталкивался с проблемой образования избыточного объема отложений в некоторых участках скважины. Для решения этой проблемы был разработан новый протокол передачи данных, который использует радиочастотную антенну для передачи сигнала в одном направлении с помощью троса. В рамках этой технологии корпус прибора не нужно соединять с колонной труб для передачи сигнала.

В 2017 году было выполнено более 400 СПО с передачей данных по такому типу. Выполненные работы включают в себя извлечение и замену газлифтных клапанов, ловильных пакеров, торпед, перфораторов, установку пакеров и ремонтных гильз. Следует отметить, что среди всех канатных работ с передачей забойных данных примерно 60% это канатные работы с яссами, а 40% – работы по замене оборудования с применением электрического кабеля. Такая тенденция позволяет судить о том, что хорошо зарекомендовавшая себя технология может быть использована и дальше для поддержания высокой эффективности.

Пример выполнения сложных ловильных работ по извлечению тяжелого аварийного инструмента в условиях высоких давлений с использованием кабеля, каната и ГНКТ

Э. Харрис, Р. Збитовски, А. Дангхайтер, Saudi Aramco; Л. Веббер, Н. Семху, Halliburton

В данной статье описан пример успешного выполнения сложных ловильных работ по извлечению тяжелого аварийного инструмента в условиях высоких давлений в высокосернистой газовой скважине в Саудовской Аравии. Мультидисциплинарный проект включал в себя внутрискважинные работы с использованием троса, различных размеров канатов и ГНКТ.

В статье описаны подробности планирования, моделирования и выполнения работы. Также в статье обсуждаются технологии контроля за скважиной и соответствие высоким операционным стандартам нефтегазовой отрасли. В статье уделено внимание рискам и стратегии по их снижению. Комплексный проект включал в себя ловильные работы по извлечению работающего перфоратора в комплекте с пробкой, которые были оставлены в хвостовике после осечки взрыва при установке пробки. Работы были осложнены наличием рассеченного электрического кабеля над аварийным инструментом.

Для выполнения работ были задействованы самые последние разработки в области ловильных работ по извлечению тяжелых аварийных инструментов. Также немаловажным аспектом является интегрированный подход к выполнению сложных ловильных работ с соблюдением всех норм безопасности при эксплуатации многоуровневой устьевого площадки и нескольких подъемных кранов, с планированием грузоподъемных работ и операций по извлечению кабеля и работающего перфоратора, ►

line services (i.e., packer set, perforating, etc.) is a game changer that dramatically helps improve intervention efficiency. A previous challenge was maintaining real-time communications in areas where there is excess scale buildup. To circumvent this issue, a new protocol was developed using a radio frequency (RF) antenna to provide half duplex communications with a coated slickline. This methodology does not require the tool housing to contact the tubular to complete the signal transmission.

In 2017, more than 400 digital subscriber line (DSL) runs covering a wide variety of tasks were successfully completed, including removing and replacing gas-lift valves, fishing packers, string shots, perforating, setting packers, and patches. An interesting result of the KRU digital slickline interventions was that approximately 60% of the runs were slickline centric involving jars and 40% were considered e-line replacement services. This trend suggests that a successful product should be able to complete all typical slickline runs to maintain the efficiency advantage.

Case Study of a Complex, Heavy-Duty, High-Pressure Fishing Job Using Wireline, Slick Line and Coiled Tubing Intervention

Harris Anthony, Zbitowsky Ron, Dugbaiter Abdullah, Saudi Aramco; Webber Lionel, Sethi Neeraj, Halliburton

This paper is a case study of a successful, complex, high-pressure, and heavy-duty fishing job on a live sour gas well in Saudi Arabia. The multidisciplinary effort involved braided line, various sizes of slick line and coiled tubing (CT) intervention.

The paper examines details of the job planning and design as well as the job execution. The well control philosophy and compliance to some of the highest operational standards in the industry will be discussed along with the associated risk and mitigation strategy. This multifaceted job involved fishing a live perforating gun and plug assembly, which was stuck in the liner following a misfire while attempting to set the plug. The fishing job was further complicated due to the presence of a parted section of electric line on top of the original fish.

Recent developments in heavy-duty fishing operations were incorporated into the intervention process. Equally important is the integrated approach used for this complex fishing job with special safety procedures put in place for the use of multilevel scaffolding, multiple cranes, lifting ►

с составлением планов ликвидации аварий и контролем противовыбросового оборудования.

В статье также описываются сделанные по результатам работ выводы. Успешное выполнение сложных ловильных работ по извлечению тяжелого аварийного инструмента позволило расширить границы внутрискважинных работ без использования буровой установки, повысило эффективность работ и открыло новые возможности для применения данной технологии, которая ранее применялась только с привлечением установки КРС.

Выпрямление поврежденных элементов компоновки заканчивания с помощью электрического кабеля позволяет восстановить доступ в скважину и проводить дальнейшие внутрискважинные работы по восстановлению добычи в заглушенных скважинах

С. Мурчи, А. Гроннерод, Р. Хансен, О. Магнуссен, ALTUS Intervention; М. Тунгесвик, Л. Харсакер, Statoil

Некоторые скважины заглушены из-за повреждения элементов компоновки заканчивания, которые препятствуют добыче и мешают проведению промывки скважины. Зачастую процесс извлечения компоновки заканчивания несет в себе риски с точки зрения сложности работы, нанесения ущерба окружающей среде и ухудшения фильтрационных характеристик призабойной зоны. Также этот процесс требует больших затрат ресурсов и времени. Выпрямление элементов компоновки заканчивания с помощью легкого, но эффективного технического решения позволяет возобновить добычу из таких скважин.

В данной статье описывается разработка расширителя, который спускается в скважину вместе с электрогидравлическим механическим поршневым инструментом на электрическом кабеле. Простая, но высокоэффективная конструкция расширителя позволяет увеличить осевое усилие, оказываемое поршневым инструментом, для такого радиального расширения, которое позволяет выпрямить дефект в компоновке заканчивания. Очень важно производить точное измерение, контроль степени расширения и оказываемого радиального усилия для того, чтобы предотвратить возможное повреждение выпрямляемого элемента и других элементов компоновки заканчивания.

Такая забойная компоновка с функцией контроля и вывода на экран ключевых параметров прибора позволила выполнить высокоточное расширение с большим радиальным усилием в двух скважинах на заданной глубине с повторным использованием по всему участку с поврежденными элементами. Также для подтверждения выпрямления поврежденных элементов сразу после работы было проведено шаблонирование. В обоих случаях работа позволила исключить необходимость проведения дорогостоящей и рискованной операции по извлечению компоновки заканчивания. Работа была проведена без осложнений за несколько часов, что позволило с помощью последующих внутрискважинных работ снова вывести скважину на режим с высокими показателями добычи.

plans, wire and live gun retrieval procedures, contingency plans and multipurpose pressure control equipment (PCE).

Lessons learned will also be presented in the paper. This successful heavy-duty fishing operation has helped push the boundaries of rigless well intervention, improved operational efficiency and opened up additional opportunities for this technology that previously required the deployment of a workover rig or snubbing unit.

Electric Line Deployed In-Well Rectification of Damaged Completion Components Re-Enables Well Access and Subsequent Intervention, Reinstating Production of Shut-In Wells

Murchie S.W., Grønnerød A., Hansen R., Magnussen O.E., ALTUS Intervention; Tungesvik M., Hørsaker L., Statoil

There are wells shut in because of damaged completion components which hinder their production control or integrity, or prevent a remedial intervention from being carried out. Often, the option to pull the completion has inherent risks from an operational, environmental and/or reservoir damage perspective and require extensive resources and time to execute. Rectifying completion component damage through a light but effective in-well intervention solution offers highly valuable options to reinstate production from such wells.

This paper will discuss the rapid engineering development of an expander tool run in conjunction with an electric line deployed electrohydraulic mechanical stoker tool. Through a simple but highly-effective design, an expander tool was engineered to harness and magnify the axial force delivered by the stoker to generate a radial expansion with a force magnitude sufficient to prize out a defect in a completion component. Critical to the design was a precise measurement and control of the expansion extent and the radial force exerted, so the component in question and the other components of the completion were not damaged.

This toolstring combination, coupled with real-time control and surface readout of key tool parameters, enabled a precise and measured high-magnitude expansion capability to be deployed in two different wells with ease, at pinpoint depth, and applied repeatedly across the length of the defect it was addressing. Furthermore, immediate validation of the repair was available through a drift verification pass. In both cases the in-well repair operation eliminated the need for a high cost, high risk

Разработка данного прибора является примером быстрого реагирования инженерного отдела на запрос заказчика по решению проблемы с поврежденным элементом компоновки заканчивания. В результате была проведена первая работа по спуску расширителя на электрическом кабеле, которая была по достоинству оценена заказчиком.

Операции с кабелем – комплексная система управления рисками

Х. Кастилло, Baker Hughes; А. Хайгуд, NOV

Большинство аварий и инцидентов при операциях с кабелем происходят в результате неправильного подбора либо некорректной эксплуатации наземного оборудования. Примерами таких инцидентов могут являться: превышение максимально допустимого усилия натяжения на элементах наземного оборудования, использование лебедок, которые не могут обеспечить натяжение, требуемое для извлечения тяжелых компоновок в глубоких и искривленных скважинах.

Различные инструменты и программное обеспечение для моделирования, используемые для планирования проводимых операций, сосредоточены на рисках и условиях, в которых будут работать скважинные инструменты и кабели. Они не включают точную оценку применимости выбранного наземного оборудования и принципов работы с этим оборудованием.

В данной статье представлен результат внедрения комплекса оценки наземного оборудования в популярный продукт для моделирования нагрузок при работе с кабелем. В этом комплексе представлен комплект наземного оборудования, который включает в себя: кабель, лебедку, барабан для кабеля, цепи и канаты, ролики блока, датчики веса, якорный шпиль лебедки и оснастку для крепления оборудования. В статье также представлены достоинства количественного представления механической мощности и крутящего момента лебедки в зависимости от натяжения и скорости, рассчитанных по всей глубине скважины в стандартных условиях и условиях прихвата.

Использование данных инструментов с программным обеспечением для расчета нагрузок, включая оценку применимости наземного оборудования и технических решений, приобретает еще большее значение в условиях длинных и/или искривленных скважинах. Применение стандартного наземного оборудования для таких типов скважин может повлечь за собой эксплуатационные ограничения, которые не определяются на стадии планирования, что может привести к авариям и большим финансовым потерям.

Скважинный трактор для внутрискважинных работ в скважинах с открытым стволом

Г. Гием, Т. Шейпетов, Й. Кабл, Schlumberger

В данной статье рассматриваются особенности конструкции и результаты опытно-промышленных

completion retrieval and the repair operation was executed flawlessly in hours, enabling the subsequent intervention operations to be carried out and the wells be brought back on line with positive production results.

The tool development was an exemplary case of rapid-response engineering, whose ingenuity stemmed from a direct customer request to solve a challenging completion defect. It resulted in a world first for an electric line deployed in-well expansion solution, the resulting value of which was well acknowledged by the customer.

Wireline Operations – All-Inclusive Risk Management

Castillo H.C., Baker Hughes; Haigood A.G., NOV

Many of the high-impact operational and safety incidents in wireline operations are the direct result of incorrect selection or inappropriate operation of surface equipment. Examples of such incidents are pulling tensions on the rig-up equipment components above their safe working loads and using winch units incapable of pulling the tensions required to retrieve heavy tool strings in deep or tortuous wells.

Current processes and simulation software used to plan wireline operations are focused on the risks and conditions in which the downhole tools and wireline cables selected will operate; they do not include specific assessments of the adequacy of the surface equipment selected and their associated operating practices.

In this paper, we show the outcome of implementing a set of surface equipment forces modeling software suite. The surface equipment covered in this initial implementation include the wireline cable, hoist (winch) unit, wireline drum, chains/slugs, sheave wheels, load cells, powered capstans, and rig anchoring points. We also demonstrate the merits of the quantification of the selected hoist unit horse power and torque versus the tension and speed profiles simulated at all depths for the free and stuck tool conditions.

The use of processes and forces modeling software, including suitability assessments of the surface equipment and operational choices, is particularly relevant to long and/or tortuous wells. Selection of marginal surface equipment in these types of wells can impose severe operational limitations not identified during the job planning phase and create hazardous conditions that can result in safety incidents and large financial losses.

испытаний нового скважинного трактора, который был разработан специально для внутрискважинных работ в добывающих горизонтальных скважинах с открытым стволом.

Большинство горизонтальных скважин на Ближнем Востоке закончены открытым стволом, в который не производится спуск колонн. Вертикальный участок скважины обсаживается, и в обсадную колонну спускается НКТ. Проведение внутрискважинных работ по геофизическим исследованиям или промывке вызывает осложнения из-за необходимости спускать прибор через НКТ и затем работать в открытом стволе. Инструмент, как правило, спускается на ГНКТ или с использованием трактора на кабеле. ГНКТ имеет малую глубину доступа в скважину из-за высокого трения, а также из-за перекрытия движения жидкости через НКТ, что искажает данные исследований. Традиционные колесные тракторы в некоторых типах пород могут разрушить открытый ствол в месте контакта колеса с пластом. Это приводит к пробуксовке трактора и малой скорости движения.

Для борьбы с такими осложнениями в новый трактор были внедрены технические усовершенствования. Возвратно-поступательный механизм приводит в движение два соединенных между собой рычага с разными диаметрами для полного соответствия неровностям ствола скважины, обеспечивая при этом большую площадь контакта с пластом. Нагрузка, оказываемая трактором, по гидравлическому каналу связи передает радиальное усилие, обеспечивая необходимое сцепление со стволом. Результаты опытно-промышленных испытаний показали, что при проведении работы почти не было пробуксовки в тех же условиях, где ранее используемые тракторы столкнулись с проблемами. Трактор оснащен двойными плавающими втулками, которые позволяют закрыть рычаги в верхнем направлении для более легкого прохождения при движении вниз. При подъеме трактора из скважины рычаги закрываются в нижнем направлении для предотвращения блокировки трактора. Сочетание двойных плавающих втулок и механизма с постоянной силой открытия позволяет автоматически проходить через сужения и расширения в стволе скважины. В прошлых поколениях скважинных тракторов для прохождения таких участков требовалось ручное управление рычагами. Данные новшества были успешно опробованы на нескольких скважинах. В статье представлено описание работы данного трактора на скважине, в которой описанные выше функции позволили достичь забоя и беспрепятственно произвести подъем прибора из скважины. Также в статье представлено сравнение трех работ по геофизическим исследованиям на одной скважине: в первой работе использовалась ГНКТ, во второй – трактор предыдущего поколения, в третьей – новый трактор.

Объединение таких функций, как возвратно-поступательный приводной механизм, соединенные между собой рычаги, регулировка прижимающего давления, постоянная сила расширения, двойные плавающие втулки и автоматическая навигация

Wireline Tractor for Through-Tubing Intervention in Wells with Barefoot Openhole Completions

Giem Greg, Sheiretov Todor, Couble Yoann, Schlumberger

This paper presents the design features and the results from field trials of a new wireline tractor developed specifically for through-tubing intervention into producing horizontal wells with barefoot completions.

Many Middle East horizontal wells have barefoot completions in which the producing zone is left without tubulars. The vertical section is cased and production tubing put in place. Intervention for production logging or remedial work is challenging due to the need to pass through tubing and then operate in open hole. Intervention is conducted on coiled tubing or wireline tractors. Coiled tubing has limited reach in open hole due to higher friction, and it chokes flow through the tubing, resulting in inaccurate production logs. Conventional wheeled tractors apply stress that can destroy some formations at the wheel contact point. This leads to heavy slippage and extremely slow progress.

Several technical innovations were implemented in the new tractor to overcome these challenges. A reciprocating mechanism drives a pair of linked grips with independent opening diameters to conform to variations in borehole geometry while providing a large contact area with the formation. The radial force is hydraulically amplified from the tractor load, enabling it to grip with as much force as required. Results from field trials show little to no slippage in conditions where previous tractors have struggled. The tractor features dual floating hubs that let it close in the uphole direction when tractoring to improve restriction navigation or close in the downhole direction while pulling out of hole to prevent self-locking. The combination of the dual floating hubs and a constant-force opening mechanism enables automatic navigation of restrictions and expansions where previous technologies would have required a manual open/close sequence. These innovations were successfully tested in several tractor operations. One case study is presented in which these features were instrumental in successfully getting to the bottom of the well and back to surface. In one case, the same well was logged using coiled tubing, a prior-generation tractor, and the new tractor. A comparison of these intervention methods is shown.

The integration of a reciprocating tractor drive mechanism with novel technical

позволили сделать работу с использованием скважинного трактора в открытом стволе надежной и эффективной.

СЕКЦИЯ 4. Внутрискважинные работы с применением ГНКТ

За последние 10 лет объем работ с применением ГНКТ в нефтяных и газовых скважинах вырос. Технологии мониторинга данных в режиме реального времени позволяют повысить эффективность работ, увеличить дебиты скважин и снизить затраты на операцию. В глубоких скважинах, как обсаженных, так и необсаженных, применяются различные скважинные тракторы. Для разработки зрелых месторождений, когда необходимо выполнить повторный вход в стволы ранее пробуренных скважин, провести бурение боковых стволов и строительство многоствольных скважин, лучшей технологией является бурение на ГНКТ. Эта технология становится востребованной и за пределами нефтегазовой отрасли. В рамках данной секции будут представлены реальные случаи применения технологии скважинных тракторов и инновационные технические решения в области перфорации и фрезерования, в том числе бурение на ГНКТ для разработки месторождений полезных ископаемых.

Комплексный анализ технологии скважинного трактора в скважинах с большим отходом от вертикали

В. Бадегайш, М. Ной-Мехиди, Абдулрахман Аль-Мульхем, Saudi Aramco

Горизонтальные и многоствольные скважины служат для увеличения площади контакта скважины с пластом и увеличения показателей добычи. Для оценки продуктивности таких скважин, как правило, используются такие технологии доставки приборов, как ГНКТ и кабель. При использовании ГНКТ может произойти большое количество осложнений, таких как прихват. При использовании кабеля есть риск того, что прибор не достигнет заданной глубины. Для решения этих проблем разработаны скважинные тракторы, которые могут применяться вместе с ГНКТ и кабелем. Возможность обеспечить дополнительное тяговое усилие для подъема ГНКТ и кабеля по всему стволу тракторы позволяет увеличить глубину доставки приборов в разных типах горизонтальных скважин с открытым стволом. Целью данной статьи является оценка большинства технологий скважинных тракторов, используемых для геофизических исследований и работ по интенсификации притока. Кроме того, в статье представлен новый трактор малого диаметра с повышенным сцеплением и тяговым усилием, который может проходить через сужения в зоне установки ЭЦН. Данная статья поможет определить области развития для разработки скважинных тракторов.

Бурение на ГНКТ: опыт в Новой Зеландии

С. Каримнеджад, Х. Лундин, TAG Oil; Л. Хорват, С. Свум, Halliburton

solutions for linked grips, pad pressure regulation, constant force expansion, dual floating hubs mechanism, and automatic navigation has resulted in more reliable and efficient tractor operation in wells with barefoot completions.

SESSION 4. Coiled Tubing Applications

The use of coiled tubing in oil and gas well interventions has increased over the last decade. Advances in real-time downhole measurements allow for improved wellbore treatments resulting in higher production rates and cost-effective solutions. Extended-reach applications are better addressed by the use of a variety of downhole tractors either in cased-hole or open-hole scenarios. Coiled tubing drilling is still the best option in mature fields development when it comes to well re-entry, sidetracks, and multilateral wells construction. Its application keeps growing outside the oil and gas industry. Case histories will be presented on coiled tubing tractor technology and creative solutions on perforating and milling operations, including coiled tubing drilling for mineral exploration.

Comprehensive Review of Well Tractor Technology in Highly Extended Reach Wells

Badeghaisb Wael, Noui-Mebidi Mohamed N., Al-Mulhem Abdulrahman A., Saudi Aramco

Oil and gas wells are drilled with horizontal and multilateral architecture to improve reservoir contact and maximize production. To evaluate the performance of these wells, coiled tubing (CT) and Wireline (WL) conveyance are routinely used. CT inherently have many technical issues such as lock-up. The WL cannot reach the target depth. To address these challenges, the oil industry introduced well tractors that are combined with CT and WL to offer a significant improvement in well accessibility for all types of open-hole horizontal wells by providing extra pulling force to pull CT and WL all the way to target depth. The objective of this article is to evaluate most of the well tractor technology used in logging and stimulation operations. Moreover, the development of a new slim tractor with improved gripping and pulling force with ability to pass through restrictions in electrical submersible pump (ESP) is presented. This study can help identify areas of improvement for tractor capabilities in future operations.

Coiled Tubing Drilling: Case Study, New Zealand

В условиях нестабильности нефтегазового рынка добывающие компании вынуждены снизить затраты на бурение и для обеспечения рентабельности повысить эффективность. Таким образом, в мире, особенно в Австралии, сейчас наблюдается рост интереса к технологиям повторного входа в стволы ранее пробуренных скважин, бурения боковых стволов, а также бурения многоствольных скважин из ранее пробуренных стволов. Технология бурения на ГНКТ тестируется в Новой Зеландии в рамках опытно-промышленных работ, однако успешно выполненных работ пока немного. После оценки экономического эффекта и поиска подходящей скважины-кандидата добывающая компания в Канаде решила опробовать технологию бурения на ГНКТ, которое впоследствии было успешно выполнено.

В данной статье описан двухэтапный проект: внутрискважинные работы для изоляции проперфорированных участков и бурение бокового ствола из материнского ствола для вовлечения в разработку нового пласта. Целями проекта были: перевод скважины из добывающей в нагнетательную, повышение нефтеотдачи месторождения, поддержание уровня добычи нефти вводом в разработку нового объекта. В данной статье представлено описание используемой технологии и осложнений, преодоление которых позволило достичь цели, поставленной заказчиком.

На обоих этапах проекта была использована ГНКТ диаметром 73 мм для максимально эффективного выполнения работ по изоляции перфорированного участка и бурения бокового ствола согласно составленного плана. Для заканчивания скважины после бурения бокового ствола в скважину на ГНКТ была спущена перфорированная труба диаметром 73 мм длиной приблизительно 100 м для обеспечения устойчивости стенок открытого ствола скважины в зоне нагнетания.

Бурение на ГНКТ для разведки месторождений полезных ископаемых

С. Сой, Совместный центр изучения технологий разведки глубоких месторождений; К. Лагат, Б. Иванс, М. Мостофи, С. Фокс, Куртинский университет

В ноябре 2016 года Совместный центр изучения технологий разведки глубоких месторождений разработал установку для бурения на ГНКТ RoXplorer® для новых месторождений полезных ископаемых. Данная установка обеспечивает низкокзатратное, быстрое и безопасное бурение, которое отвечает требованиям экологической безопасности. Запуск такой установки является новым этапом в разработке технологии бурения на ГНКТ для разведки месторождений полезных ископаемых. В первой половине 2017 года были успешно выполнены несколько пробных работ.

В данной статье представлена технология бурения на ГНКТ и ее применение для разведки месторождений полезных ископаемых. Были определены три основных проблемы при бурении на ГНКТ для разведки месторождений полезных ископаемых:

Kariminejad Sobeil, Lundi, Henrik, TAG Oil; Horvath Lucas, Sweet Steven, Halliburton

While the oil and gas market continues to fluctuate, operators are forced to reduce drilling costs and increase efficiency to remain profitable; therefore, the focus on well reentry, sidetracks, and multilaterals from existing wellbores is growing in popularity, particularly within Australasia. Coiled tubing drilling (CTD) technology has been explored in New Zealand; however, successfully executed operations have so far been limited. After evaluating economic benefits and finding a suitable candidate trial well, a Canadian-based operator attempted a CTD operation in New Zealand that was technically successful.

This case history outlines the two-phase project and discusses well intervention to isolate existing perforations and the sidetrack from the primary motherbore to drill to the base of the new reservoir. The objectives were to convert the suspended well from an oil producer to a water injector, enhance oil recovery within the field, and prolong oil production by reviving an underused asset. This paper discusses the engineering and technology used as well as regulatory obstacles and challenges encountered that were overcome to reach the operator's objective.

A 2 7/8-in. coiled tubing (CT) string was used for both phases of the operation, spanning intervention and drilling to perform all scheduled operations as efficiently as possible. The resulting completion, post-sidetrack, was to incorporate the CT workstring with approximately 100 m of a perforated 2 7/8-in. jointed pipe to maintain openhole stability across the injection zone.

The Coiled Tubing Drilling Rig for Mineral Exploration

Soe S., Deep Exploration Technologies Cooperative Research Centre; Lagat C., Evans B., Mostofi M., Fox S., Curtin University

In November 2016 the Deep Exploration Technologies Cooperative Research Centre (DET CRC) launched the RoXplorer®, a coiled tubing (CT) drilling rig for greenfields mineral exploration, delivering a platform for low-cost, rapid, safe and environmentally-friendly drilling. The launch represented an important technical milestone in the development of CT drilling for mineral exploration and has been complemented by a series of very successful field trials in the first half of 2017

The paper presents CT technology and its

износ ГНКТ, бурение твердых пород с малой нагрузкой на долото, достоверность образцов выбуренной породы. В статье представлены результаты пробного бурения на ГНКТ для разведки месторождений полезных ископаемых в цементированных породах в Южной Австралии и в нецементированных породах месторождения структуры Муррей в Виктории. В статье также описаны методы решения вышеуказанных проблем. Результаты подтверждают большую перспективу применения этой низкочастотной многообещающей технологии для разведки месторождений полезных ископаемых. Были получены выдающиеся результаты анализа образцов выбуренной породы: образцы породы при бурении на ГНКТ на месторождении Порт Августа совпали с образцами породы при алмазном бурении в соседней скважине.

Интегрированная оптоволоконная система с регистрацией данных в реальном времени для проведения точной перфорации с использованием ГНКТ: опыт применения на месторождении Истерн Футхиллс в Колумбии

В. Вера, К. Торрес, Э. Дельгадо, К. Пачеко, Д. Сампайо, Halliburton; Д. Хигуэра, М. Торрес, Equion Energia Limited

Перфорация на депрессии с традиционным способом доставки прибора на кабеле влечет за собой риски, связанные с искривлением ствола скважины, максимальным тяговым усилием кабеля, подъемом перфоратора, возможностью обеспечить необходимую депрессию для эффективной промывки (Graeme et al, 2008). Для минимизации этих рисков добывающая компания в Колумбии решила провести перфорацию в новой добывающей скважине с доставкой прибора на ГНКТ с интегрированной оптоволоконной системой (ИОС) с регистрацией данных в реальном времени.

Для такого ствола скважины способ доставки прибора на ГНКТ является наиболее оптимальным. Для обеспечения необходимой величины депрессии и точной привязки к глубине заданного интервала перфорации оптоволоконная система использует функцию точного определения глубины в дополнение к функции регистрации данных по температуре и давлению в ГНКТ и в малом затрубном пространстве в реальном времени.

При использовании ИОС для проведения перфорации согласно техническому заданию заказчика необходимы только 2 СПО. Нет необходимости проводить дополнительную СПО для стравливания давления и перехода на режим депрессии.

Использование системы ИОС позволяет исключить ошибки при определении глубины, связанные с удлинением ГНКТ.

На основании расчета предельных величин, при котором определяются максимальное напряжение и изгиб с учетом коэффициента запаса, было выявлено, что для доставки перфоратора гибкая труба не была нужна.

Для активации перфораторов вместе с системой ИОС может использоваться гидравлическая стреляющая головка, работа которой не наносит вред оптоволокну

application for mineral exploration drilling. The three key challenges for CT drilling in mineral exploration are coil durability, drilling hard rocks with low weight-on-bit and sample fidelity. Results for mineral exploration CT-drilling field-trials in the consolidated cover rocks of South Australia and the unconsolidated cover rocks of the Murray Basin in Victoria are presented and outline how each of these challenges was overcome. The outcomes confirm the promise of this cheaper regional prospecting approach to mineral exploration drilling. The results of assay samples of the CT drilling cuttings are remarkable; the assay samples from the CT drilling at Port Augusta trial matched those of diamond drill core from an adjacent hole.

Real-Time Fiber Optic Integrated System Provides Precision and Confidence in a Coiled-Tubing-Conveyed Perforating Operation: A Case Study from the Eastern Foothills in Colombia

Vera Vanessa, Torres Carlos, A. Delgado, Pacheco Carlos, Sampayo David, Halliburton; Higuera Josue, Torres Monica, Equion Energia Limited

Underbalanced perforating with conventional cable operations involves several risks associated with well tortuosity, cable tension capacity, gun lifting, and the capability of achieving the optimum underbalance for effective tunnel cleanup (Graeme et al. 2008). Because of these risks, an operator in Colombia elected to perform a perforating operation using a coiled tubing (CT) real-time fiber optic (RTFO) integrated system in a newly drilled development well.

CT-conveyed perforating is ideal for this type of wellbore. To achieve the proper underbalance and depth correlation to perforate the target interval, an RTFO CT system provides the most accurate and reliable depth correlation process, in addition to real-time pressure and temperature monitoring inside the CT and the outer annulus.

Using the RTFO CT system, only two runs were necessary to complete the perforating program, in accordance with the operator design, rather than performing an additional run needed for pickling and to generate underbalanced conditions.

The use of the RTFO CT system can help to prevent correlation errors resulting from CT elongation.

A CT structure was not necessary to deploy the guns based on the finite model analysis that calculates maximum stress and flange

или забойному датчику после детонации.

Также ИОС позволяет заказчику оценить характеристики пласта. Согласно результатам оценки, один из интервалов был низкопроницаемым, поэтому в этом интервале не было необходимости проводить освоение азотом.

Забойный датчик давления позволил определить время детонации перфораторов.

Было зафиксировано сокращение временных затрат на монтаж оборудования, что позволило оптимизировать длительность работы. При этом сокращение времени не повлияло на эффективность работы.

Основным фактором, повлиявшим на сокращение времени, было использование локатора муфт, используемого для точной привязки по глубине. Этот прибор позволил обеспечить точность размещения перфоратора и глубину детонации, а также предотвратил возможные осечки при взрыве. Перфораторы были успешно активированы без непроизводительного времени и производственных инцидентов.

Таким образом, была успешно проведена перфорация с перепадом давления 270 атм в новом пласте с использованием гидравлической детонации и мониторингом забойных данных в режиме реального времени до и после взрыва, что позволило заказчику своевременно и оперативно принимать соответствующие решения.

Новый подход к проведению перфорации с использованием системы ИОС вместе с гидравлической стреляющей головкой может быть использован на новых продуктивных пластах с осложнениями (скважины с дебитом более 500 000 м³/день, слабосцементированные пласты с выносом песка).

Использование системы телеметрии на ГНКТ для повышения эффективности комплексной операции по фрезерованию в условиях закрытой скважины

П. Корриа, Д. Парна, С. Крейг, С. Ливску, А. Егинбаев, З. Надиров, Baker Hughes, a GE Company

После ввода в эксплуатацию горизонтальная скважина в Азии не фонтанировала из-за низкого дебита и низкого устьевого давления, которое было ниже величины, необходимой для сбора скважинной продукции в трубопровод. Для повышения газового фактора были выбраны два интервала. Для проведения работ по перфорации и интенсификации притока была выбрана технология с применением ГНКТ, поскольку глубины этих двух интервалов находились под углом более 80 градусов. Более того, для того чтобы жидкость для воздействия на пласт попала именно в требуемые интервалы, требовалось провести механическую изоляцию. Для проведения работы было необходимо точное определение глубины забойной компоновки. Работа включала в себя три СПО: установка двух композитных пробок, проведение перфорации со спуском приборов на ГНКТ, фрезерование двух композитных пробок без выноса разбуренного материала на поверхность. Все СПО были проведены

bending, including a safety factor.

A hydraulic firing head can be used with an RTFO CT system to activate the guns without affecting the integrity of the fiber optics or the downhole sensor tool after detonation.

The RTFO CT system enabled the operator to evaluate the reservoir potential. The evaluation results indicated that one of the zones is a low producer, which avoided the pumping of unnecessary nitrogen to induce the specific zone.

The use of a downhole pressure sensor enabled the identification of the time at which the guns were detonated.

Improvement to the rigup was evidenced and enabled time optimization without affecting the operation.

The casing collar locator (CCL), used for depth correlation, was a crucial factor in reducing operational costs because it helped to optimize placement accuracy and gun detonation and to prevent misfiring (Newman 2003). The guns were successfully activated without nonproductive time (NPT) or health, safety, or environmental (HSE) incidents during operations.

A successful perforating operation was completed with 4,000 psi underbalance in a new formation using hydraulic detonation with continuous real-time downhole condition monitoring before and after detonation, enabling the operating company to make decisions in real time.

This new approach of using an RTFO CT system combined with the hydraulic firing head can be used to perforate new formations in these crucial scenarios (wells with production greater than 20 MMscf/D and zones with continued sand production).

Operational Improvements Using a Coiled Tubing Telemetry System for a Complex Milling Operation in Shut-In Conditions

Correa P., Parra D., Craig S., Livescu S., Yeginbayev A., Nadirov Z., Baker Hughes, a GE Company

A new horizontal well in Asia was not capable of unassisted flow due to low gas production rates and a wellhead pressure below that required to enter the production gathering system. Two zones were identified at the heel that could increase the gas/oil ratio (GOR). Because these two zones had deviations greater than 80 degrees, coiled tubing (CT) was selected for the perforation and stimulation intervention. In addition, mechanical isolation was required to ensure the stimulation fluids entered only the new zones. Accurate depth control was required for three runs: setting two composite bridge

с ГНКТ диаметром 73 мм с системой телеметрии. Впервые для повышения эффективности фрезерования был использован вспомогательный узел компоновки, который регистрировал данные по натяжению, сжатию и крутящему моменту.

Система телеметрии включает в себя изготовленную по требованиям заказчика компоновку низа колонны, которая в реальном времени передает на поверхность данные по давлению и температуре внутри и снаружи КНК, а также данные локатора муфт через наружный кабель, запасованный в ГНКТ. Мониторинг данных по нагрузке и крутящему моменту на КНК позволил повысить эффективность забойного двигателя и фрезы, а также оптимизировать износ рабочих деталей благодаря возможности регулировать нагрузку на фрезу согласно рекомендуемым величинам. Например, используя данные по оптимальному диапазону работы ВЗД, инженер смог настроить рабочие параметры, что позволило повысить эффективность фрезерования.

Система телеметрии позволила выполнить следующие действия: установку композитной пробки на глубине 5363 м по стволу, установку второй пробки на глубине 5281 м, перфорацию в интервале 5297–5306 м и 5152–5164 м. Кроме того, система телеметрии с вспомогательным узлом компоновки, который регистрировал данные по натяжению, сжатию и крутящему моменту, позволила провести фрезерование двух пробок в условиях закрытой скважины без заклинивания. Таким образом, фрезерование было проведено непрерывно, что позволило сократить длительность работы и необходимый объем жидкости по сравнению с такими же работами по фрезерованию с использованием только системы телеметрии. Сравнение этой работы по фрезерованию композитных пробок с предыдущей работой в другой скважине с похожими условиями (глубина, инклинометрия) показало, что использование системы телеметрии позволило сократить длительность фрезерования на 22%. Хотя результаты работы превзошли ожидания заказчика, рабочие параметры, регистрируемые системой телеметрии и вспомогательной компоновкой, регистрирующей данные по натяжению, сжатию и крутящему моменту, были непостоянны, что определяет области для дальнейшей работы над модернизацией работ по фрезерованию. Например, такие параметры, как постоянное дифференциальное давление и нагрузка на фрезу, не были использованы при каждом фрезеровании.

Новизной системы телеметрии и вспомогательной компоновки для регистрации данных по натяжению, сжатию и крутящему моменту является возможность регистрации данных КНК в режиме реального времени для корректной установки двух композитных пробок и точной обработки интервалов на требуемой глубине. Более того, данный подход позволяет эффективно расфрезеровать две композитные пробки с регулировкой параметров фрезерования для обеспечения оптимальных рабочих параметров ВЗД и фреза, что делает работу экономически выгодной для заказчика. ☉

plugs (CBPs); deploying CT-conveyed perforating (TCP) guns for opening two intervals; and milling out the two CBPs without taking returns to surface. All these runs were performed with a 2.875-in. tube wire-enabled CT telemetry (CTT) system. For the first time, a tension, compression and torque (TCT) subassembly was used to improve the milling operation.

The CTT system consists of a customized bottomhole assembly (BHA) that instantaneously transmits internal (i.e., inside the BHA) and external (i.e., outside the BHA) pressure and temperature, and casing collar locator (CCL) data to surface through a non-intrusive tube wire installed inside the CT. Monitoring the BHA force and torque data in real time helped improve the motor and mill performance and life because the weight on bit (WOB) could be adjusted to the recommended values. For instance, based on the optimum working ranges for the motor used, the operator decided how and when to modify the working variables to achieve a reliable and efficient milling process.

The CTT system alone helped set the first CBP at 5363 m measured depth (MD), set the second CBP at 5281 m MD, and perforate the intervals between 5297 and 5306 m MD and between 5152 and 5164 m MD. In addition, the CTT system with the TCT subassembly was used to mill the two CBPs in shut-in conditions, without any stalls. This created a continuous milling operation, reducing the job time and the working fluid volume compared to similar milling jobs using CTT system alone. Comparing this CBP milling job performance with a previous operation in another well with similar conditions (depth, deviation, etc.) using the CTT system alone reduced the milling time for one CBP by 22%. Although the overall job performance exceeded the operator's expectations, the working parameters used during the CTT system with the TCT subassembly job were not constant, leaving a few areas of improvement for the upcoming milling operations. For instance, the constant differential pressure and WOB were not used on every milling pass down.

The novelty of using the CTT system and TCT subassembly consists of real-time monitoring of BHA data for positioning two CBPs and opening new intervals exactly at the required depths. In addition, this approach enables removal of two CBPs by adjusting the milling parameters to achieve the optimum working parameters for the motor and mill, providing direct and positive financial impact for the operator. ☉



15-я МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА

НЕФТЬ И ГАЗ

18–21 июня 2018

МОСКВА • КРОКУС ЭКСПО
Павильон 3 • залы 13 и 14

www.mioge.ru

ВЕДУЩАЯ ВЫСТАВКА

по результатам опроса
профессионалов отрасли

Лучший бренд в группе
Российские нефтегазовые выставки



14-й РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС

в рамках выставки

18–19 июня 2018

МОСКВА • КРОКУС ЭКСПО

www.oilgascongress.ru

ФАКТЫ MIOGE 2017

607 компаний-участников
Выставки и Конгресса

35 стран-участников
Выставки и Конгресса

18 500 посетителей

25 873 кв.м выставочной площади

50 мероприятий Конгресса и
Технической программы Выставки

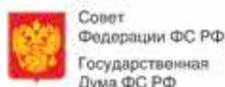
235 докладчиков

1 000 делегатов



ITE МОСКВА
+7 (499) 750 0828
oil-gas@ite-expo.ru
www.mioge.ru

ITE GROUP PLC
+44 (0) 207 596 5011
og@ite-events.com
www.oilgas-events.com





ГМС
ГРУППА



СИБНЕФТЕМАШ

**АО «Сибнефтемаш» -
42 года на рынке нефтепромыслового оборудования**

Основные направления производства:

- стационарные и мобильные склады цемента;
- оборудование для капитального ремонта скважин (КРС);
- оборудование для гидроразрыва пласта (ГРП);
- пакерно-якорное оборудование;
- ёмкости и резервуары;
- сепараторы и аппараты, работающие под давлением;
- каркасно-панельные здания;
- блочно-комплектное оборудование;



АО «Сибнефтемаш», Тюменская область, Тюменский район, 15 км. Тобольского тракта
Телефоны: (3452) 53-50-50, 76-23-00
Эл. почта: marketing@sibneftemash.ru

Your complete coiled tubing solution.

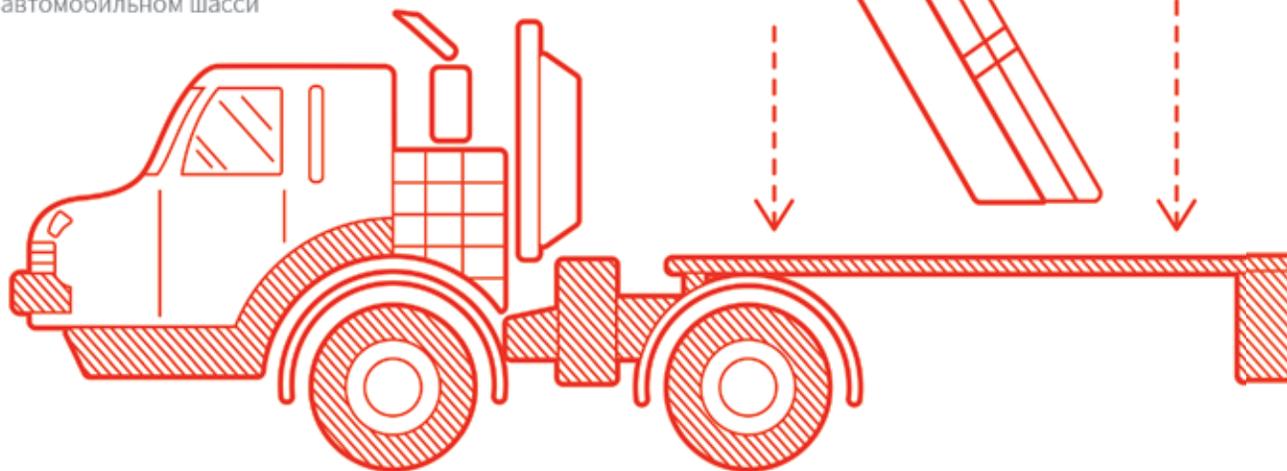
CTES™
Моделирующее
программное
обеспечение



Quality Tubing™
Колтюбинговые трубы
(ГНКТ)



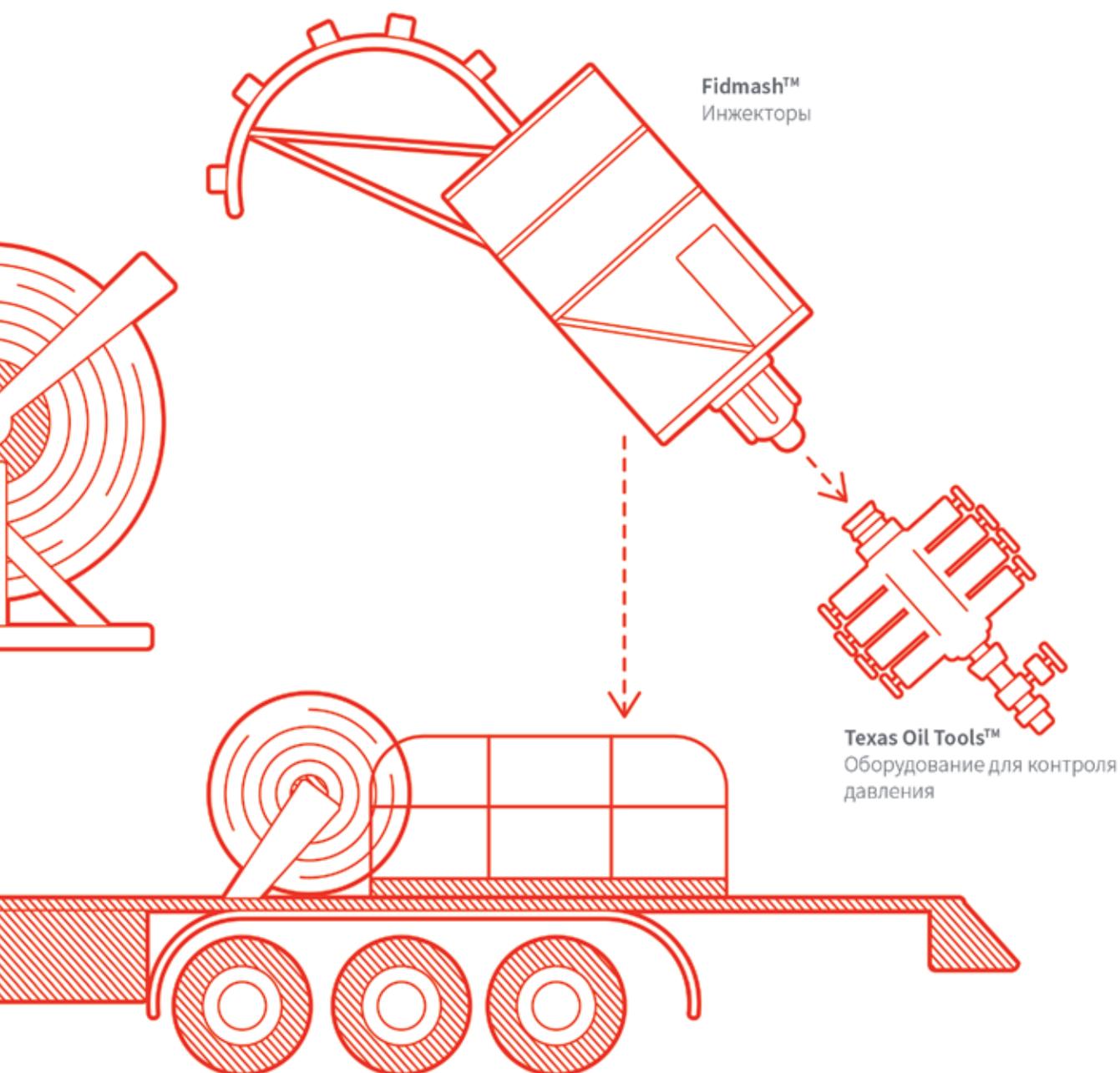
Fidmash™
Колтюбинговая установка, смонтированная
на автомобильном шасси



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

Visit us at www.nov.com/coiledtubing

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

Сервис «Фидмаш-Онлайн» Service "Fidmash-Online"

Андрей ГЛЯЦЕВИЧ, заместитель главного конструктора – начальник бюро систем, СЗАО «ФИДМАШ»

Andrey GLYATSEVICH, Deputy Chief Designer – Head of Systems Bureau, FIDMASH

В современном мире электронные системы находят все более широкое применение для контроля и управления сложными объектами на транспорте, в промышленности и в быту.

В соответствии с мировыми трендами широко внедряются системы удаленного мониторинга и управления как на стационарных объектах (автоматические производственные и технологические линии, автоматизированные станки), так и на мобильных, таких как автомобильный, морской, железнодорожный транспорт, строительная и сельскохозяйственная техника и др.

Цифровые технологии позволяют в режиме реального времени отслеживать местоположение объектов, получать актуальные параметры их работы и состояния, дистанционно управлять, накапливать и анализировать информацию для повышения безопасности и эффективности их использования, предупреждения поломок и т.д.

Включены в процесс цифровизации и различные установки для нефтегазового комплекса, к которым всегда предъявлялись высочайшие требования. Непрерывно идет внедрение различных электронных систем в установках производства СЗАО «ФИДМАШ». К настоящему времени уже сложно в производственной линейке предприятия найти изделия, в которых бы не применялись современные контроллеры, тачскрины, датчики, пропорциональные гидроаппараты и т.д. Системы управления, контроля и сбора данных, которыми оснащены установки комплекса ГРП, колтюбинговые, насосные и азотные установки, постоянно совершенствуются, и одним из важнейших направлений их развития можно назвать интеграцию в концепцию интернета вещей (IoT).

Концепция сервиса «Фидмаш-Онлайн» впервые была представлена в 2017 году на 13-й Потребительской конференции СЗАО «ФИДМАШ», где вызвала неподдельный интерес со стороны заказчиков. В том же году на базе хорошо известного потребителям СКР43-20 был разработан и внедрен программно-аппаратный комплекс, позволяющий осуществлять онлайн-мониторинг и удаленный доступ к данным колтюбинговых установок.

Сервис задуман как простой и удобный в использовании инструмент, который не требует специальных знаний и предварительного обучения

In the modern world, we tend to use electronic systems to monitor and manage complex objects in transport, in industry and in everyday life.

In accordance with world trends, remote monitoring and control systems are widely deployed both at fixed facilities (automatic production and technological lines, automated machine tools) and on mobile ones such as road, sea, railway, construction and agricultural machinery, etc.

Digital technologies allow real-time monitoring of the location of objects, obtaining actual parameters of their operation and

status, remotely controlling, accumulating and analyzing information to improve the safety and effectiveness of their use of warning failures, etc.

Various installations of the oil and gas complex which satisfy the highest demands,

are included in the process of digitalization. Continuous implementation of various electronic systems in the production facilities of FIDMASH. By now, it is already difficult to find products in the production line of the company that do not use modern controllers, touchscreens, sensors, proportional hydraulics, etc. The systems of control, monitoring and data collection with which the facilities of the hydraulic fracturing complex are equipped, coiled tubing, pump and nitrogen plants are constantly being improved, and one of the most important directions of their development can be called integration into the concept of the Internet of things (IoT).

The concept of Fidmash-Online service was first introduced in 2017 at the 13th Consumer Conference of FIDMASH, where it aroused genuine interest on the part of customers. In the same year, on the basis of the well-known

Системы управления, контроля и сбора данных, которыми оснащены установки комплекса ГРП, колтюбинговые, насосные и азотные установки, постоянно совершенствуются, и одним из важнейших направлений их развития можно назвать интеграцию в концепцию интернета вещей (IoT).

для работы с ним. Он не требует затрат на создание и поддержание инфраструктуры, ему не нужна организация рабочих мест. С программной точки зрения в основе сервиса используется веб-интерфейс, что позволяет подключаться и работать с ним, как с обычным сайтом, через стандартные браузеры на любых устройствах (ноутбуки, планшеты, смартфоны) при наличии доступа в интернет в любой точке мира. С аппаратной точки зрения на борту колтюбинговых установок также имеется все необходимое для обеспечения работы сервиса. Так, в состав СКР43-20 входит GSM-модем и антенна, посредством которых установка автоматически подключается к глобальной сети Интернет и передает данные на удаленный сервер. Таким образом, для работы с сервисом «Фидмаш-Онлайн» заказчику требуется только приобрести у локального оператора сотовой связи обычную SIM-карту с подходящим тарифным планом мобильного интернета и установить ее в модем.

Для входа в систему необходимо ввести логин и пароль, после чего пользователь попадает в свой личный кабинет и получает доступ к функционалу сервиса (рис. 1).

В разделе на главной странице предоставляется информация о количестве единиц техники, текущем статусе (онлайн/офлайн), времени последнего сеанса, отображается на карте местоположение установок и другая информация (рис. 2).

Список доступного оборудования находится во вкладке «Оборудование» (рис. 3).

Если установка находится в режиме онлайн, то во вкладке «Мониторинг» текущие параметры процесса отображаются в графическом виде. Причем для отображения в режиме реального времени можно выбрать как любой из параметров установки (давление, нагрузки, расход и т.д.), так и вид его предоставления (цифра, график, индикатор) (рис. 4).

Удаленный доступ к файлам данных избранной установки осуществляется через вкладку «Архивные данные». При этом пользователь получает доступ к файлам, которые уже были установкой отправлены на сервер во время последнего сеанса связи. Таким образом, доступ к файлам, хранящимся на сервере, может осуществляться в любое время и не зависит от статуса установки (онлайн/офлайн) (рис. 5).

За короткий период нам удалось перейти от идеи к реализации и запустить «Фидмаш-Онлайн» в полноценную эксплуатацию. На данный момент к сервису подключено около десятка установок, эксплуатируемых в нескольких сервисных компаниях. Процесс подключения продолжается наряду с работами по дальнейшему развитию и улучшению сервиса с учетом опыта эксплуатации и пожеланий со стороны заказчиков.

До конца 2018 года планируется завершить второй этап разработки сервиса «Фидмаш-Онлайн», что значительно расширит его функциональные

SKR43-20, a software and hardware complex was developed and implemented that allows online monitoring and remote access to coiled tubing data.

The service is conceived as a simple and easy-to-use tool that does not require special knowledge and preliminary training to work with it. It does not require the cost of creating and maintaining infrastructure, it does not need the organization of jobs. From a programmatic point of view, the service is based on the web interface, which allows you to connect and work with it as a regular site through standard browsers on any devices (laptops, tablets, smartphones) with Internet access anywhere in the world. From the hardware point of view, on board the coiled tubing units, there is also everything necessary to ensure the operation

of the service. So the composition of SKR43-20 includes GSM-modem and antenna, through which the unit automatically connects to the global Internet and transmits data to a remote server. Thus, to work with the "Fidmash-Online"

service, the customer only needs to purchase from a local mobile phone operator an ordinary SIM-card with a suitable tariff plan for the mobile Internet and install it into the modem.

To enter the system, you must enter your login and password, after which the user enters his personal cabinet and accesses the service functionality (Figure 1).

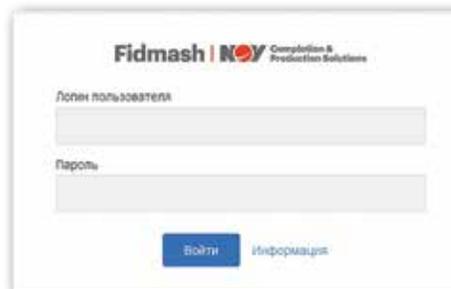


Рисунок 1 / Figure 1

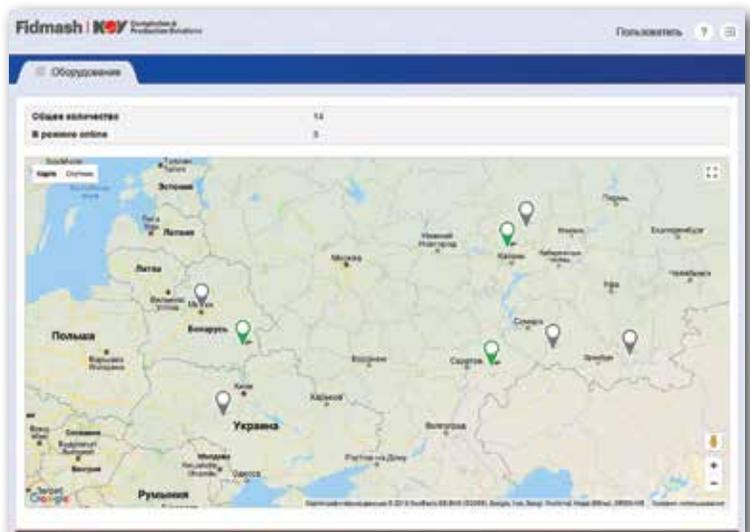


Рисунок 2 / Figure 2

The section on the home page provides information on the number of units of equipment, the current status (online/offline),

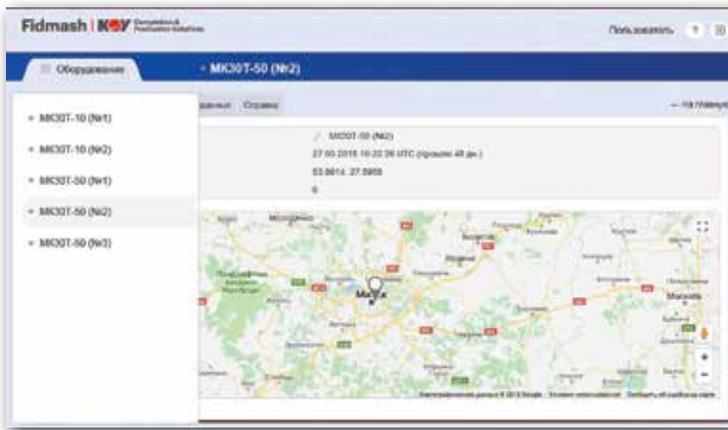


Рисунок 3 / Figure 3



Рисунок 4 / Figure 4

№	Дата создания	Дата обновления (UTC)	Статус
1	26.01.2018 13:20:44	30.01.2018 07:58:47 (104 дн.)	онлайн (169 МБ)
2	26.01.2018 10:17:08	26.01.2018 10:43:45 (108 дн.)	онлайн (262 МБ)
3	08.01.2018 10:30:59	26.01.2018 10:42:59 (108 дн.)	онлайн (403 МБ)
4	08.11.2017 14:08:36	26.01.2018 10:41:30 (108 дн.)	онлайн (229 МБ)
5	03.11.2017 11:06:30	26.01.2018 10:40:25 (108 дн.)	онлайн (178 МБ)

Рисунок 5 / Figure 5

возможности, основными из которых станут: просмотр видео с камер систем видеонаблюдения на установках, формирование отчетов за выбранный период времени по различным группам параметров, онлайн-передача и мониторинг аварийных сообщений и предупреждений и многое другое. В дальнейшем к сервису планируется подключать не только колтубинговые установки, но и насосные, азотные и установки комплекса ГРП.

Для получения более подробной информации и для отправки запроса на подключение к сервису «Фидмаш-Онлайн» обращайтесь по адресу fidmarshsales@nov.com ☉

the time of the last session, the location of the installations and other information displayed on the map (Figure 2).

A list of available equipment is located in the Hardware tab (Figure 3).

If the unit is online, then in the "Monitoring" tab the current process parameters in the mode are displayed graphically. And for real-time display, you can choose any of the settings (pressure, load, expense, etc.) and the type of its provision (figure, graph, indicator) (Figure 4).

Remote access to the data files of the selected installation is done through the "Archive data" tab. In this case, the user can access files that have already been sent to the server during the last session. Thus, access to files stored on the server can be done at any time and does not depend on the status of the installation (online/offline) (Figure 5).

In a short period we managed to move from ideas to implementation and launch "Fidmarsh-Online" into full-fledged operation. At the moment, about a dozen units operated by several service companies are connected to the service. The connection process continues along with the work on further development and improvement of the service taking into account the operational experience and the wishes of the customers.

By the end of 2018, it is planned to complete the second stage of the Fidmarsh-Online service development, which will significantly expand its functionality. The main functions are: viewing video from CCTV cameras on installations, generating reports for a selected period of time by different parameter groups, and monitoring of alarms and warnings and much more. In the future, it is planned to connect to the service not only coiled tubing units, but also pumping, nitrogen and installation of the hydraulic fracturing complex.

For more information and to send a request to connect to the Fidmarsh-Online service, please contact: fidmarshsales@nov.com ☉

До конца 2018 года планируется завершить второй этап разработки сервиса «Фидмаш-Онлайн», что значительно расширит его функциональные возможности.

By the end of 2018, it is planned to complete the second stage of the Fidmarsh-Online service development, which will significantly expand its functionality.



- 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

В статье журнала «Время колтюбинга» (№ 2 (060), 2017) специалисты АО «ОКБ Зенит» рассказывали об успешном примере импортозамещения оборудования для скважин с горизонтальным окончанием с МСГРП, в частности, муфтах с вышибными окнами и манжетном пакере.

В настоящей статье АО «ОКБ Зенит» представляет свои новые разработки, спроектированные с учетом требований и пожеланий нефтяных компаний РФ.

В 2016 году специалисты АО «ОКБ Зенит» успешно провели испытания муфты ГРПВ для проведения гидроразрыва пласта в горизонтальном стволе. Далее, учитывая требования заказчиков в техническом задании (ТЗ) по установке в корпус муфты дополнительного поршня, позволяющего производить ее повторное закрытие-открытие, специалисты АО «ОКБ Зенит» спроектировали, изготовили и успешно испытали муфту ГРПВ П1 (поршень 1) диаметром 114,3 мм.

С течением времени идет обводнение пластового флюида, поступающего в скважину, наблюдаются прорывы газа. Единственное решение по отсечению обводненного интервала – его изоляция. Изоляция подразумевает либо установку отсекающих интервал пакеров, либо цементирование. Поэтому одним из требований ТЗ была возможность цементирования муфты без потери ее работоспособности. Внесение дополнений в конструкцию муфты позволит в дальнейшем производить изоляцию интервалов ГРП из-за обводнения флюида или поступления газа. Проведение работ по изоляции таких зон цементной смесью в настоящий момент требует больших затрат и не гарантирует 100%-й успешности, а установка отсекающих пакеров требует тщательной подготовки ствола скважины к спуску оборудования, и нет 100%-й гарантии, что цемент полностью изолирует интервал обводненности или прорыва газа. Использование муфты ГРПВ П1 позволяет, во-первых, в процессе

Разработка и внедрение новых образцов оборудования АО «ОКБ Зенит»

В.В. ГОРИН, заместитель директора по развитию новых технологий АО «ОКБ Зенит»

эксплуатации скважины контролировать поступающий приток флюида из интервала пласта. Во-вторых, возможно цементирование муфты без потери ее работоспособности.

Специалисты АО «ОКБ Зенит» справились с требованиями ТЗ и успешно провели работы на двух месторождениях в Западной и Восточной

Сибири. Всего выполнены работы на трех скважинах. Две из них ЗБС, со сплошным цементированием. В скважину была спущена компоновка, включающая 4 муфты ГРПВ П1. После демонтажа бригады ЗБС на скважине силами КРС проведена подготовка ствола скважины к спуску манжетного пакера АО «ОКБ Зенит». Подготовка включала СПО ДТ Ø 95 мм, СПО специального магнитного переводника и шаблона, имитирующих компоновку пакера. Дополнительно производилась и СПО райбера 95 мм для очистки стенок скважины от остатков бурового раствора и цементной корки. ГРП на манжетном пакере проведен за 1 СПО. Необходимо отметить, что в конструкцию механического локатора муфт, входящих в компоновку манжетного пакера, были установлены специальные плашки, служащие для отбивки стыков муфты.

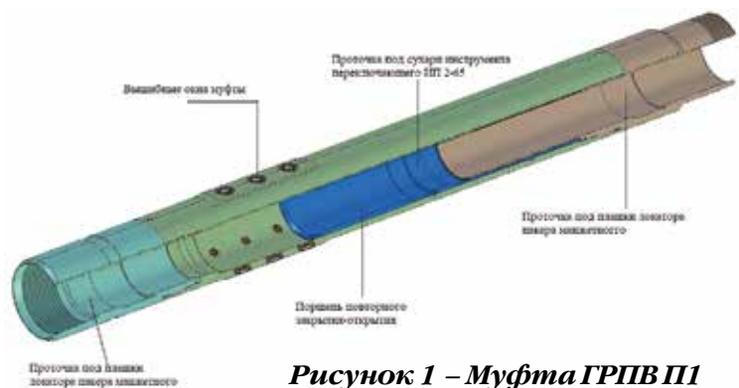


Рисунок 1 – Муфта ГРПВ П1

Обычные плашки локатора муфт, которые отбивают муфтовые соединения, могут произвести зацеп поршня и преждевременно закрыть вышибные окна муфты, что приведет к невозможности проведения стимуляции данного интервала. Специальные плашки «видят» только две проточки в корпусе муфты

и позволяют позиционировать манжетный пакер в заданном интервале ГРП.

Параллельно специалисты АО «ОКБ Зенит» разработали, изготовили и провели испытания инструмента, переключающего ИП 2-65, предназначенного для проведения работ по повторному закрытию-открытию



Рисунок 2 – Инструмент, переключающий ИП 2-65 в транспортном положении

широкой линейки муфт ГРП, выпускаемым предприятием. Инструмент ИП 2-65 (максимальный наружный диаметр 65 мм) позволяет проводить работы по переключению поршня в закрытое/открытое



Рисунок 3 – Инструмент, переключающий ИП 2-65 в рабочем положении

положение через НКТ 88,9 мм. В конструкцию ИП 2-65 установлен переливной клапан, срабатывающий от давления и активирующий выдвижные плашки (до диаметра 106 мм), которые входят в контакт с выточкой в паз поршня. Для проведения работ при необходимости в конструкцию могут быть установлены обратные клапаны для проведения работ по закрытию-открытию на ГНКТ. Инструмент

ИП 2-65 позволяет проводить промывку во время СПО с расходом до 150 л/мин.

В 2017 году инструмент ИП 2-65 был испытан в скважине Восточной Сибири. На ГНКТ Ø 44 мм проведены работы по закрытию муфты ГРПП-2 (производства АО «ОКБ Зенит»), которая входит в

линейку оборудования, производимого АО «ОКБ Зенит». Бригадой КРС перед началом работ были выполнены мероприятия по фрезерованию посадочных седел. Несколько работ выполнены на фонде скважин нефтяной компании также в Восточной Сибири, где с применением ГНКТ Ø 44 и Ø 50,8 мм были проведены открытия-закрытия муфт с последующим проведением ГРП.

В настоящий момент АО «ОКБ Зенит» внесло в конструкцию ИП 2-65 дополнения, цель которых – работы на НКТ КРС, которые позволят снизить операционные затраты заказчиков.

Соответствует ТЗ заказчиков и успешно прошедшая испытания муфта ГРП-РС (растворимое седло).

Выполнены работы в четырех скважинах на месторождениях Западной Сибири. На трех скважинах бурения были установлены по 4 муфты ГРП РС. К проведению работ по ГРП компания приступала через 9–11 дней после спуска хвостовика. Все муфты были стимулированы штатно. Максимально прокачано через муфты 100 тонн пропанта с расходом 3 м³/мин. В настоящий момент все скважины находятся в работе.

В четвертую скважину бурения были установлены 2 муфты ГРП РС с растворимым седлом совместно с неразстворимыми муфтами. Срабатывание самой верхней муфты ГРП РС произошло

штатно после закачки 320 тонн пропанта и 1000 м³ пульпы с расходом 4 м³/мин. Через две недели бригадой ПРС были проведены работы по СПО торцевой печати до глубины установки 3-й сверху муфты ГРПП-2 (обычное седло). Седла двух верхних муфт ГРП РС отсутствовали, что говорит о их полном растворении. ☉

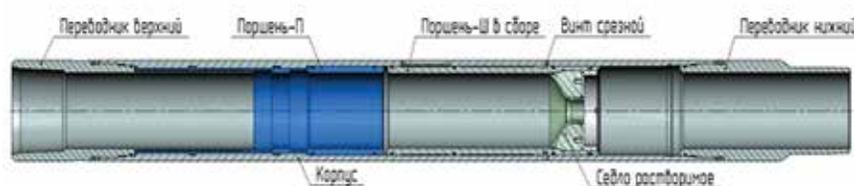


Рисунок 4 – Муфта ГРПП-РС-114, общий вид

Производственный «КАНКАН»

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



Представляю ваше удивление, когда вы прочтете в научно-практическом журнале заголовков с оттенком шансона!

Дорогие мои читатели, не беспокойтесь, я в полном здравии ума, чувствую себя нормально и даже превосходно. Благо за моим здоровьем наблюдают очень хорошие и опытные врачи, так что со мной все хорошо и полный порядок. Однако почему очередной материал для журнала имеет такое легкомысленное название? – спросите вы. Помните облетевший весь мир снимок, на котором великий Альберт Эйнштейн показывает миру язык? Великий открыватель теории относительности, не стесняясь, показывает нам язык и как бы дразнит нас, напоминая, что рядом с великим всегда есть обыденное, несложное, потому что так устроен свет.

В моем материале с таким странным названием можно проследить простое желание – показать новую, доселе неизвестную технологию, посвященную повышению работы нефтяной или газовой скважины. И, конечно, называя этот материал так, как это прозвучало, я хотел привлечь внимание специалистов к новизне предлагаемой в нем идеи. Вот и все!

Знаменитая мелодия канкана создана французским классиком Жаком Оффенбахом, специально для сложных, но кажущихся простыми, ритмичных хореографических «па». Но попробуйте в прыжке повторить их – думаю, сразу не получится. Так и в нашей технологической новинке премудрое соседствует с якобы простым на вид, но сложным в исполнении.

Что ж, «увертюра» прозвучала, поэтому перейдем к рассмотрению сути нашей идеи. Для компактности изложения материал будет представлен в виде алгоритма воздействия. И, конечно, первый алгоритм воздействия будет посвящен выбору скважины для реализации технологии. Выбор скважины должен производиться очень тщательно с наличием

нужных и необходимых графоаналитических материалов, в особенности каротажных диаграмм, как в прошлом, когда бурилась скважина, так и в период ее эксплуатации до сегодняшнего дня. Запорная арматура на поверхности скважины в случае аварийной необходимости должна быть всегда готова включиться в работу. Передача скважины после бурения должна осуществляться с наличием и передачей всех актов о проведении вызова флюидов и проведении в пробной эксплуатации и стабильной работы скважины в производственном управлении по добыче нефти и газа, а также с участием горнотехнической службы, если таковая имеется.

Перейдем непосредственно к технологии. Холодной водой с анионоактивным ПАВ в количестве 1–2% от массы применяемой жидкости производится промывка скважин до чистой воды при положительном давлении в пределах 50% от пластового давления ремонтируемой скважины. То же самое повторяется с воздействием отрицательного давления в пределах 650–700 ед. на ртутном манометре. Повторяем процесс промывки скважины, но уже с применением сухого пара или горячей воды с температурой на 40% меньшей пластовой, однако этот процесс повторяется теперь с применением положительного и отрицательного давления при обычной для скважины пластовой температуре. Далее проводим одновременное воздействие на скважину положительного и отрицательного давления при температуре самой скважины, но с обязательным применением многофазной пены, составленной из ПАВ (анионоактивного) в количестве до 5% от количества жидкости в скважине. После чего завершаем этот процесс, как в «канкане», сменой давления положительного и отрицательного давлений в течение 5 часов и промывкой скважины с помощью горячей воды при температуре на 20–30% меньше пластовой. Скважина поддается воздействию положительного и отрицательного давлений при пластовой температуре, которая установилась стационарно в скважине.

При окончании ремонта скважины проверяется чистота забоя скважины (при наличии пробки обязательно промыть с помощью ПАВ при концентрации 2–3% от количества жидкости в стволе скважины).

Словом, получился настоящий канкан, не хватает только музыки. Канкан получился сменой давлений, количества ПАВ, температуры и др. Нами с успехом был исполнен нужный четкий ритм. ☉

СПЕЦИАЛЬНАЯ ТЕХНИКА ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОГО СЕРВИСА

реклама

▲ НАДЁЖНОСТЬ ▲ ВЫНОСЛИВОСТЬ ▲ МОЩНОСТЬ



ОАО РИАТ

запросить спецпредложение ▶

ksm@riat.ru

RIATAUTO.RU

+7 (8552) 30-51-03

Выставка «Нефтегаз-2018» и Национальный нефтегазовый форум – поддержка инновационному развитию ТЭК России



В Москве, в Центральном выставочном комплексе «Экспоцентр», с большим успехом прошли 18-я Международная выставка «Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса» («Нефтегаз-2018») и Национальный нефтегазовый форум. В очередной раз подтверждено на практике, что совмещение масштабных выставочных мероприятий с обширной программой профессиональных дискуссий по важнейшим вопросам отраслевой повестки дня расширяет возможности и обеспечивает максимальный практический результат для участников.

Выставка «Нефтегаз», являющаяся крупнейшей в России и странах Восточной Европы площадкой для делового общения специалистов нефтегазовой и смежных отраслей, проводилась с 16 по 19 апреля 2018 года. Она была организована АО «Экспоцентр» в партнерстве с немецкой выставочной компанией «Мессе Дюссельдорф ГмбХ» при поддержке Министерства энергетики РФ, Министерства промышленности и торговли РФ, Союза машиностроителей Германии (VDMA), под патронатом Торгово-промышленной палаты РФ.

На официальном открытии выставки «Нефтегаз-2018» участников приветствовали заместитель министра энергетики РФ Кирилл Молодцов, президент Торгово-промышленной палаты РФ Сергей Катырин, генеральный директор «Экспоцентра» Сергей Беднов, представители отраслевых союзов и другие официальные лица.

В выставке «Нефтегаз-2018» приняли участие 552 ведущие компании из 27 стран мира. Самое современное оборудование и новейшие технологии на общей площади более чем 31 000 кв. м представили крупнейшие зарубежные и отечественные производители и поставщики газового и нефтяного оборудования, нефтяные корпорации и холдинги, нефтегазодобывающие и перерабатывающие предприятия, нефтесервисные

и геологоразведочные компании, предприятия, занятые в бурении, поиске, разведке, добыче, строительстве, объектов газо- и нефтедобычи, газо- и нефтехимии.

Ключевые разделы были посвящены автоматизации, нефтегазохимии, новейшим разработкам сервисных и инжиниринговых транспортных компаний, ставшим предметом интереса широкого круга специалистов, традиционно посещающих выставку.

Россию на выставке представили 311 участников, среди которых такие лидеры нефтегазовой отрасли, как «АРТ-Оснастка», «Башнефтегеофизика», «БОРХИММАШ», концерн ВКО «Алмаз-Антей», «НТА-Пром», «Орелкомпрессормаш», «Татнефть», «ТОТАЛ ВОСТОК», «Транснефть», Трубная металлургическая компания (ТМК), «Тяжпрессмаш», «Уралмаш НГО Холдинг», «ЧТПЗ», «Эндресс+Хаузер».

В выставке «Нефтегаз-2018» приняли участие 552 ведущие компании из 27 стран мира. Самое современное оборудование и новейшие технологии на общей площади более чем 31 000 кв. м представили крупнейшие зарубежные и отечественные производители.

Свои возможности продемонстрировали известные зарубежные концерны и компании мирового нефтегазового рынка: ABB, Bauer Kompressoren GmbH, Centrax Gas Turbines Ltd, JUMO GmbH & Co. KG, KANEX Krohne Anlagen Export GmbH, MTU Friedrichshafen GmbH, National Oilwell Varco, R&B Industrial Supply Company, Rockwell Automation, SAMSON AG, The Green Day Inhaber Gerhard Michael Kreuder, VEGA Grieshaber KG, Weidmüller Interface GmbH & Co. KG, Yantai Jereh Petroleum Equipment & Technologies Co., Ltd., Yokogawa Electric Corporation.

Компании Германии, Китая, Чехии участвовали в выставке в формате национальных экспозиций.

«Выставка своими участниками подтверждает, что, несмотря на негативные внешние факторы, экономические связи с зарубежными коллегами и партнерами остаются практически на неизменном уровне. Восемьдесят процентов участников, в том числе и наших зарубежных коллег, – это те, кто стабильно участвует в этой выставке. Они также стабильно участвуют в Национальном нефтегазовом форуме – важнейшей составной части всего мероприятия», – отметил, открывая выставку, глава Торгово-промышленной палаты РФ Сергей Катырин.

«Эта выставка стала самым главным местом встречи для всех, кто работает в данной отрасли, о чем свидетельствует большое количество компаний, представленных здесь в этом году.

Радует и то, что все компании, приехавшие на эту выставку, искренне верят в продолжение и расширение существующих связей и дружеских отношений», – поделился впечатлениями исполнительный директор «Мессе Дюссельдорф ГмБХ» Эрхард Винкамп.

Национальный нефтегазовый форум проходил в «Экспоцентре» 17–18 апреля 2018 года. Уже традиционно двухдневная программа Форума фокусируется на актуальных для нефтегазовой отрасли вопросах перспективного развития. В 2018 году она включала в себя технологические конференции, форсайт-сессии, профессиональные круглые столы и практические семинары. Представители органов государственной власти, ведущих компаний нефтегазового сектора и смежных отраслей, общественных организаций, научных и экспертных центров обсуждали широкий круг тем. В том числе: анализ рынков, стратегические вопросы инновационного развития, состояние и перспективы отраслевого машиностроения, раскрытие потенциала импортозамещения, международное сотрудничество, создание инжиниринговых центров, кластеров и технопарков, экономические, экологические и экономические аспекты разработки залежей трудноизвлекаемых и нетрадиционных углеводородов, внутренние драйверы и экспортный потенциал нефтегазохимической отрасли.

В мероприятиях Национального нефтегазового форума приняли участие свыше 100 спикеров, более 1000 делегатов и 130 представителей ведущих средств массовой информации. На заседаниях ННФ выступили представители федеральных органов власти, топ-менеджеры ведущих нефтегазовых и машиностроительных компаний, сотрудники ключевых отечественных и зарубежных экспертных центров, общественные деятели.

Обращаясь к участникам Форума, президент Торгово-промышленной палаты РФ Сергей



Катырин отметил, что современные реалии ставят перед отраслью новые, все более сложные задачи, на этом фоне растет привлекательность ННФ, который имеет устойчивую репутацию эффективной площадки для профессионального обсуждения и поиска оптимальных решений.

В свою очередь замминистра энергетики РФ Павел Сорокин, приветствуя участников Форума, подчеркнул, что репрезентативный состав участников позволяет изучать проблемы с разных точек зрения, вырабатывать комплексные рекомендации, к которым министерство намерено прислушиваться.

Первое пленарное заседание ННФ было посвящено обсуждению вопросов технологического развития нефтегазовой отрасли России в условиях цифровой трансформации мировой экономики. Участники этой сессии широко обсудили особенности текущей ситуации и перспективы мировых энергетических рынков.

Следующая сессия Национального нефтегазового форума была посвящена обсуждению вопросов импортозамещения и локализации в нефтегазовой промышленности. С развернутым докладом выступил директор департамента станкостроения и инвестиционного машиностроения Минпромторга РФ Михаил Иванов. О первом российском опыте реализации программ импортозамещения и дальнейших перспективах рассказали топ-менеджеры ПАО «Газпром нефть», ПАО «НОВАТЭК», ПАО «ТМК» и ряда других российских компаний. В свою очередь представители зарубежных компаний поделились опытом локализации инновационных решений в российском нефтегазовом секторе.

Заключительное заседание первого дня Национального нефтегазового форума было посвящено теме «Роботизация и искусственный интеллект в нефтегазовой и

нефтегазохимической отраслях». Оно прошло в формате форсайт-сессии – круглого стола. Вел заседание Артем Козловский, партнер Oil & Gas Advisory Leader, EY.

Основными мероприятиями второго дня ННФ стали конференция «Разработка трудноизвлекаемых и нетрадиционных углеводородов. Освоение баженовской свиты: экономика и технологии», два круглых стола – «Драйверы внутреннего роста и экспортный потенциал нефтегазохимической промышленности России» и «Новые инструменты энергетических рынков в эпоху блокчейна», форсайт-сессия «Отраслевые кластеры, технопарки, инжиниринговые центры и особые экономические зоны: основные этапы трансфера технологий (наука – технологии – бизнес).

Утреннее заседание круглого стола, посвященного поиску источников и движущих сил роста российской нефтепереработки и нефтегазохимии, провел заместитель министра энергетики РФ Кирилл Молодцов. Подводя итог обсуждению, он отметил, что высказанные специалистами наблюдения и предложения являются ценным материалом для дальнейшей совместной работы органов власти и бизнеса, направленной на развитие таких перспективных и привлекательных секторов отечественной экономики, как нефтепереработка и нефтегазохимия.

В ходе работы второго дня Национального нефтегазового форума – 2018 заместитель министра энергетики Российской Федерации Кирилл Молодцов выступил на пресс-конференции о подготовке 6-го форума будущих лидеров Мирового нефтяного совета, который впервые пройдет в России с 23 по 28 июня 2019 года на площадке многофункционального международного студенческого комплекса «Горный» Санкт-Петербургского горного университета.

Конференция по ТРИЗам, которую вел председатель Союза нефтегазопромышленников России Геннадий Шмаль, стала впечатляющим коллективным мозговым штурмом с участием ключевых российских специалистов. В обсуждении приняли участие топ-менеджеры нефтяных компаний, геологоразведочных организаций, предприятий нефтегазового машиностроения, научных и экспертных центров.

Форсайт-сессия по стартапам и инновационным разработкам в нефтегазовой и химической отраслях была организована совместно с Фондом «Сколково». Обсуждался широкий круг вопросов, в том числе перспективы таких организационных форм поддержки инноваций, как отраслевой Центр компетенций «Импортозамещение в ТЭК», отраслевые



кластеры, технопарки, инжиниринговые центры, экономические зоны.

Большой интерес вызвала проведенная на площадке ННФ презентация исследования Энергетического центра бизнес-школы «Сколково» «Трансформирующийся глобальный рынок СПГ: как России не упустить окно возможностей». Наблюдениями и выводами с участниками Форума поделились директор Энергетического центра Татьяна Митрова и аналитик Энергетического центра Александр Собко.

Программа Национального нефтегазового форума 2018 года завершилась совместным заседанием Совета ветеранов нефтегазовой отрасли и Молодежного совета нефтегазовой отрасли при Министерстве энергетики Российской Федерации «Нефтегазовый комплекс России: настоящее и будущее – взгляд ветеранов и молодежи».

Одновременно с «Нефтегаз-2018» и Национальным нефтегазовым форумом в «Экспоцентре» проходила 27-я Международная выставка «Электрооборудование. Светотехника. Автоматизация зданий и сооружений» («Электро-2018»). Официальным открытием и пленарным заседанием стало проведение конференции «Интеллектуальная энергетика будущего: новый взгляд на технологии, меняющие мир». Такое соседство способствовало расширению прямых контактов производителей нефтегазового и электрооборудования, добывающих и перерабатывающих углеводородное сырье компаний, развитию производственной кооперации предприятий ведущих отраслей экономики страны.

Новая встреча ведущих представителей нефтегазовой отрасли и смежных секторов экономики состоится в «Экспоцентре» через год. 19-я Международная выставка «Нефтегаз-2019» будет проходить с 15 по 18 апреля 2019 года, а Национальный нефтегазовый форум состоится 16–17 апреля 2019 года. ☀

Выставка «ЭЛЕКТРО-2018» и конференция «Интеллектуальная энергетика будущего: НОВЫЙ ВЗГЛЯД НА ТЕХНОЛОГИИ, МЕНЯЮЩИЕ МИР»

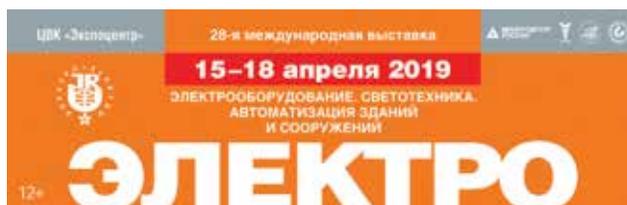
16 апреля 2018 года в ЦВК «Экспоцентр» конференцией «Интеллектуальная энергетика будущего: новый взгляд

на технологии, меняющие мир» стартовала Международная выставка «ЭЛЕКТРО-2018». Организаторы мероприятия: Российский союз промышленников и предпринимателей, Торгово-промышленная палата РФ, АО «Экспоцентр» и АНО «Национальный нефтегазовый форум».

Ключевой темой конференции явилось развитие интеллектуальной энергетики с учетом российских технологических реалий и глобальных трендов цифровой трансформации. Участники мероприятия попытались дать оценку перспективам и потенциалу развития интеллектуальной электроэнергетики в России с точки зрения технологического и экономического аспекта с учетом наилучших международных практик и соответствующих компетенций.

После приветственного слова заместителя генерального директора АО «Экспоцентр» Михаила Толкачева модератор конференции – вице-президент «Опоры России» Михаил Колесников задал активный тон живой дискуссии, которую начал директор департамента оперативного контроля и управления в электроэнергетике Минэнерго России Евгений Грабчак, представивший главный тезис всей конференции – цифровая энергетика.

Это новый виток в развитии отечественной отрасли. Так как около 60% мощностей в России требуют модернизации, новая модель архитектуры в данном направлении даст рывок без больших вложений.



Среди спикеров конференции значились генеральный директор Института энергетической стратегии Виталий Бушуев, генеральный директор НП «Распределенная энергетика»

Ольга Новоселова, руководитель направления «Электроэнергетика» Энергетического центра Московской школы управления «Сколково» Алексей Хохлов, руководитель компании «Стрижтелематика» Андрей Никулин, директор по электроэнергетике VYGON Consulting Алексей Жихарев, руководитель практики по проектам в энергетике VEGAS LEX Евгений Родин.

По словам Виталия Бушуева, в настоящее время формируется новый электрический мир, который уходит от «розеточной технологии» к сетевым аккумуляторам. Классическая структура в виде «потребитель, генерация и сетевая инфраструктура» также находится в активной стадии изменения.

Ольга Новоселова отметила, что сегодня стирается граница между потребителем и генератором энергии, формируется единая система всех энергогенерирующих отраслей. Уже сейчас необходимо переходить к новой

технологической модели генерации.

Бизнес-школа «Сколково» в лице Алексея Хохлова представила свою модель трансформации энергетики. Это видение получило аббревиатуру «3Д», символизирующую основные драйверы будущей отрасли. Это декарбонизация, децентрализация и диджитализация. Также

оратор отметил, что солнечная и ветряная энергетика в мире уже обгоняет классическую электрогенерацию.

Алексей Жихарев, представлявший VYGON Consulting – независимый национальный отраслевой консалтинг по вопросам развития ТЭК России – охарактеризовал электрогенерирующую отрасль с точек зрения регуляторов и генераторов и отметил, что у этих двух субъектов процесса разнится понимание целей модернизации. Прежде всего, модернизация должна приносить новые качества в отрасль, а не просто замену старого оборудования на такое же, но новое. Сейчас Россия инвестирует всего 0,2% от всех мировых инвестиций в данную отрасль, и этих средств явно недостаточно на развитие новых технологий. ☉

В настоящее время формируется новый электрический мир, который уходит от «розеточной технологии» к сетевым аккумуляторам.



72-я Международная молодежная научная конференция «Нефть и газ – 2018»

С 23 по 26 апреля 2018 года в РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина проходила 72-я Международная молодежная научная конференция «Нефть и газ – 2018», приуроченная к V Национальному нефтегазовому форуму. В конференции приняли участие более 2000 студентов, аспирантов, молодых ученых, специалистов, школьников из 397 образовательных учреждений и отраслевых организаций России и зарубежных стран.

Мероприятие прошло при поддержке Министерства образования и науки Российской Федерации, Министерства энергетики Российской Федерации, Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации, Торгово-промышленной палаты РФ, Российского газового общества и ведущих нефтегазовых компаний.

На пленарном заседании конференции выступили заместитель министра энергетики Российской Федерации Павел Сорокин, председатель концерна «Шелл» в России Седерик Кремерс, директор по персоналу «Шлюмберге Россия и Центральная Азия» Денис Петраков, директор Департамента ООО «Эмерсон» Сергей Мишин, президент Союза нефтегазопромышленников России Геннадий Шмаль, начальник Департамента ПАО «ЛУКОЙЛ» Юрий Пихтовников, генеральный директор ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» Вадим Воеводкин, директор по работе с ключевыми клиентами в нефтегазовом комплексе ООО «Сименс» Владимир Децюк, директор по цифровым технологиям General Electric Андрей Сумцов. В докладах были рассмотрены вопросы привлечения молодежи к решению реальных производственных задач и выполнению прикладных научных исследований, первые результаты и проблемы создания системы профессиональных квалификаций, реализации проекта «Интеллектуальное месторождение», а также представлен опыт внедрения и использования цифровых технологий на предприятиях нефтегазовой отрасли.

Приветственные обращения в адрес участников и организаторов конференции направили министр природных ресурсов и экологии Российской Федерации Сергей Донской, председатель Комитета Государственной Думы по энергетике Павел Завальный, губернатор ЯНАО Дмитрий Кобылкин, губернатор Сахалинской области Олег Кожемяко, руководитель федерального агентства научных организаций Михаил Котюков, руководители ведущих нефтегазовых компаний.



В первый день конференции одним из ключевых мероприятий стал очный этап III Всероссийского конкурса на лучшее студенческое научное объединение нефтегазовой отрасли России, на котором свои проекты представили победители заочного этапа – 10 лучших молодежных команд вузов России. В 2018 году проекты команд студенческих объединений были посвящены комплексному развитию энергетического потенциала Каспийского региона с учетом экологических проблем и геополитических особенностей. По решению конкурсной комиссии, сформированной из представителей профильных министерств и нефтегазовых компаний, лучшей стала команда Ухтинского государственного технического университета, которая помимо переходящего кубка лучшего

СНО получила сертификат на образовательную поездку на объект Каспийского региона от официального партнера конкурса – компании ПАО «ЛУКОЙЛ». Официальным спонсором конкурса выступила компания Gazprom International.

Работа конференции была организована по 14 основным секционным

заседаниям. Всего в течение двух дней было заслушано более 700 научных работ по 23 тематическим направлениям, прошедших предварительный отбор конкурсной комиссии. Экспертные комиссии по каждому из направлений отметили рост интереса молодежи к ведению научной деятельности и повышение уровня проработки представленных работ в целом.

В рамках конференции по инициативе Молодежного совета нефтегазовой отрасли

Были рассмотрены вопросы привлечения молодежи к решению реальных производственных задач и выполнению прикладных научных исследований.



при Министерстве энергетики Российской Федерации была проведена II Всероссийская интеллектуальная игра среди молодежи нефтегазовой отрасли «Нефтяная сова», в которой приняли участие 83 команды из организаций и вузов отрасли России и зарубежья. По результатам полуфинальных игр за звание самой интеллектуальной команды нефтегазовой отрасли соревновались 30 лучших сборных. В напряженной борьбе обладателем хрустальной «Нефтяной совы» 2018 года стала команда молодых специалистов ОАО «СЕВМОРНЕФТЕГЕОФИЗИКА», второе и третье места заняли команды АО «Гипротрубопровод» и

АО «Гипровостокнефть» соответственно.

Также в рамках конференции уже традиционно была проведена встреча без галстуков, на которой у участников была возможность задать любой интересующий их вопрос руководителям профильных ведомств и нефтегазовых компаний.

Подарки победителям и призерам были предоставлены официальными спонсорами и партнерами конференции. Авторы лучших научных работ по тематическим направлениям были отмечены поощрительными призами и сертификатами на прохождение практик и стажировок в нефтегазовых компаниях. ☉

Техническая конференция SPE «Трудноизвлекаемые запасы»



Главной мировой сенсацией XXI века в энергетике, по мнению мирового эксперта Даниеля Ергина, стала разработка сланцевых ресурсов газа и нефти в Северной Америке. Практика показала, что данная категория запасов является одной из наиболее чувствительных к уровню развития технологий и экономическим условиям, поэтому перед компаниями-операторами встает серьезный вызов в понимании стоимости каждого барреля, а значит, и в совершенно другом уровне знаний об объектах разработки. Это заставляет вести непрерывный поиск новых инженерных подходов и технологий и формировать по-настоящему инновационное окружение процесса разработки подобных запасов углеводородов.

Главной мировой сенсацией XXI века в энергетике стала разработка сланцевых ресурсов газа и нефти в Северной Америке.

Первая конференция SPE в России и Каспийском регионе, посвященная трудноизвлекаемым запасам, впервые прошла в Минске (Беларусь) 24–26 апреля 2018 года.

Генеральным партнером мероприятия выступило РУП «ПО «Белоруснефть».

Программным комитетом под руководством Александра Ляхова («Белоруснефть») и Марса Хасанова «Газпромнефть НТЦ» для внесения в программу были предложены четыре технические сессии.

Сессия 1. Условия формирования и локализации ТРИЗ. В процессе установления региональных геологических особенностей

строения, решается множество задач по:

- разработке структурно-формационной зональности на основе анализа возраста, стратиграфического расчленения, по составу и строению выделяемых в регионе вещественных комплексов, расшифровке формационной принадлежности вещественных комплексов, реконструкции вертикальных и латеральных формационных рядов;
- выяснению региональных палеогеографических и палеотектонических особенностей (на биогеографической и литолого-фациальной основе, палеомагнитного и других методов);
- построению геодинамических моделей формирования структурно-формационных комплексов (осадочных, магматических и метаморфических)

применительно к конкретному региону, проведению их сравнительной характеристики;

- построению моделей геологического развития регионов, разработке пространственно-временных моделей их развития и анализу закономерностей изменения состава и строения осадочных, вулканогенно-осадочных и других формаций.

Для сложнопостроенных трудноизвлекаемых запасов особое значение приобретает бассейновое моделирование.

Бассейновое моделирование – это современный инструмент анализа углеводородных систем, позволяющий определить зоны и локальные объекты с максимально благоприятными

условиями для формирования залежей. Технология бассейнового моделирования более 10 лет применяется нефтегазодобывающими и сервисными компаниями при оценке новых активов и проектов, подготовке и проведении геолого-разведочных работ (ГРП), планировании разработки месторождений.

С целью локализации запасов ТРИЗ и оценки углеводородного потенциала палеобассейна в процессе бассейнового моделирования решаются следующие задачи, уникальные для сланцевых отложений:

- установление возможности образования и локализации нефтегазоматеринских толщ;
- оценка возможности и степени генерации УВ сырья (стадия катагенеза, тип ОВ, концентрация Сорг);
- оценка возможности и путей миграции УВ, определение зон аккумуляции с обоснованием ловушек, их типизацией и оценкой геологических ресурсов;
- определение комплекса рациональных и экономически эффективных методов добычи и разработки геологических объектов, именуемых как ТРИЗ.

Геологическими аналогами сланцевых отложений на территории России (Евразийского континента) являются отложения баженовской и абалакской свит в Западной Сибири и хадумской и доманиковской свит европейской части России.

Сессия 2. Современные методы поиска и оценки ТРИЗ. На фоне истощения традиционных запасов нефти и газа базовых месторождений отрасли нефтегазовые компании все больше фокусируются на изучении и оценке запасов углеводородов, которые ранее считались малопривлекательными (убыточными) и которые в большей степени характеризуются низкими значениями ФЕС и насыщенности, сложностью геологического строения, а также необходимостью применения современных и зачастую дорогостоящих технологий. Таким образом, важнейшей задачей геологического научного сообщества становится определение оптимальных методов поиска и оценки запасов в различных географических и геологических условиях с учетом мирового инновационного опыта.

В рамках сессии обсуждалась эффективность и особенности применения различных методов поиска и оценки трудноизвлекаемых запасов углеводородов по следующим направлениям:

- Технологии сейсморазведки для прогноза лучших участков (sweet-spots). Современные достижения и опыт.

Для сложнопостроенных трудноизвлекаемых запасов особое значение приобретает бассейновое моделирование.

Геологическими аналогами сланцевых отложений на территории России (Евразийского континента) являются отложения баженовской и абалакской свит в Западной Сибири и хадумской и доманиковской свит европейской части России.

- Геохимия – как один из потенциально эффективных методов поиска нетрадиционных запасов.
- Керн – особенности отбора, подготовки и определения

параметров.

- Геофизические исследования скважин – лучшие практики и направления развития.
- Инновационные методы анализа, обработки и интерпретации сейсмических данных. Положительный результат прогноза нефтеносности трудноизвлекаемых запасов достигается исключительно на основе комплексирования всех исследований и обработки данных.

Сессия 3. Эффективные технологии бурения, освоения и интенсификации.

Строительство скважин на месторождениях с ТРИЗ сопряжено с эффективным размещением и

проводкой протяженных горизонтальных стволов по неоднородному низкопроницаемому пласту. Нормой стало протяженное многоствольное горизонтальное бурение, на смену «гидроразрыву как

средству реанимации скважин» пришел «гидроразрыв как необходимая мера для их запуска». Технологии бурения, освоения, стимулирования многостадийными ГРП (МГРП) прогрессируют, и лишь благодаря этому все новые запасы углеводородного сырья, ранее отмеченные как «непромышленные», вводятся в эффективную разработку. Для реализации указанных задач при бурении используются геонавигационные, роторно-управляемые системы (РУС). Освоение скважин с ТРИЗ также требует дополнительных технологических решений. В случае использования кластерных технологий многозонного ГРП (Plug&Perf) повышенное внимание уделяется компоновкам для заканчивания и крепления горизонтальных протяженных хвостовиков ЭК (специальные тампонажные составы, перфорационные системы, пакеры-пробки и др.).



Старые месторождения также требуют переосмысления технологических подходов для извлечения остаточных запасов и интенсификации добычи ТРИЗ.

В рамках работы сессии было организовано обсуждение по следующим основным направлениям:

- Современные подходы в бурении скважин на ТРИЗ, технологии строительства протяженных горизонтальных стволов в нетрадиционных коллекторах, многоствольные скважины.
- Проводка протяженных горизонтальных стволов с использованием РУС, геонавигация в реальном времени. Наиболее значимые факторы, влияющие на правильность расположения горизонтального ствола в разрезе и по латерали.
- Заканчивание и освоение скважин с МГРП, увеличение эффективности и наращивание скорости операций МГРП. Новые методы и технические средства освоения нетрадиционных коллекторов.
- Стимулирование действующего фонда – новые подходы для старых месторождений. Эффективность и целесообразность повторных МГРП на ТРИЗ, скважинные компоновки и технологии безаварийного производства работ.

Сессия 4. Разработка нетрадиционных/низкопроницаемых резервуаров. Были

Технологии бурения, освоения, стимулирования многостадийными ГРП (МГРП) прогрессируют, и лишь благодаря этому все новые запасы углеводородного сырья, ранее отмеченные как «непромышленные», вводятся в эффективную разработку.

рассмотрены научно-технологические аспекты интегрированного проектирования разработки и добычи «нетрадиционных» углеводородов, наиболее значимые проблемы, с которыми сталкиваются компании-операторы

в различных регионах мира, новые тенденции развития науки и технологий.

Эксперты представили свой взгляд на дальнейшие перспективы освоения нетрадиционных запасов в свете нынешних и будущих возможностей и проблем, с которыми сталкивается отрасль.

В рамках конференции также была организована постерная сессия (стендовые доклады), давшая участникам дополнительную возможность поделиться своими идеями и разработками. ©



«Новая геофизическая техника и технологии для решения задач нефтегазовых компаний» XXIV научно-практическая конференция

В Уфе 23 мая 2018 года состоялась XXIV научно-практическая конференция «Новая геофизическая техника и технологии для решения задач нефтегазовых компаний». Мероприятие проходило в рамках Российского нефтегазохимического форума и XXVI Международной выставки «Газ. Нефть. Технологии – 2018».

Организатором конференции выступил созданный в 2014 году при содействии Министерства промышленности и инновационной политики Республики Башкортостан геофизический кластер «Квант». В подготовке и проведении мероприятия приняли участие Евро-Азиатское геофизическое общество (МОО ЕАГО), Ассоциация научно-технического и делового сотрудничества по геофизическим исследованиям и работам в скважинах (АИС), ООО «Башнефть-Петротест», Некоммерческое объединение отечественных сервисных компаний «Союзнефтегазсервис», Общественная организация Российское геологическое общество (РОСГЕО), Национальная

Ассоциация нефтегазового сервиса (НАНГС).

Информационные спонсоры: научно-технический вестник «Каротажник», журналы МОО ЕАГО «Геофизика» и «Геофизический вестник», научно-технический журнал «Нефть. Газ. Новации», научно-практический журнал «Время колтюбинга», аналитический журнал «Нефтегазовая вертикаль», журнал «Нефтяное хозяйство», информационно-технический журнал «Сфера Нефтегаз», научно-технический журнал «Экспозиция Нефть Газ», ООО «СтартНефтьГаз».

В работе конференции участвовало 250 специалистов из 122 организаций различных регионов России и Казахстана.

Среди делегатов 27% представляли нефтегазовые компании, 30% – сервисные компании и 43% – ведущие компании геофизической науки и приборостроения. Такое активное участие нефтегазовых компаний отмечается впервые на этих традиционных конференциях и связано с крахом иллюзий, что «заграница поможет решить нам все



проблемы». Российская геофизика является второй в мире по интеллектуальной мощи, объему выручки, набору компетенций в технике и высоких технологиях сервиса. В своем инновационном развитии она опирается на достижения российской академической и университетской науки, мощного военно-промышленного комплекса. Отставание в некоторых технологиях связано с проблемами недофинансирования, что сейчас разрешается в рамках политики импортозамещения.

В работе конференции приняла активное участие большая группа специалистов ПАО «НК «Роснефть» и ПАО АНК «Башнефть». По их просьбе были приглашены ведущие в России и СНГ компании по разработке и производству геофизической Hi-Tech-техники и технологий, а также сервисные компании, имеющие опыт коммерческого применения отечественных высоких геофизических технологий на нефтяных месторождениях России, ближнего и дальнего зарубежья. Такое прямое взаимодействие отечественных нефтяных компаний с российскими геофизиками и дальше будет развиваться в целях укрепления взаимопонимания и расширения бизнеса.

Геофизические сервисные и приборостроительные компании были представлены специалистами АО «Росгеология», ООО «ТНГ-Групп», ООО «Нефтегаз-геофизика», АО «Башвзрывтехнологии», АО «Перм-нефтегеофизика», ООО «Газпром георесурс», ООО «ГИРС-сервис», ООО «ПИТЦ Геофизика», ООО «Универсал-Сервис», ПАО «Самаранефтегеофизика», ООО «Юганскнефтегеофизика», ОАО «Когалым-нефтегеофизика», ЗАО «СГЭ», АО НПФ «Эликом», ООО «Геофизмаш», Группа компаний ВНИИГИС, ООО «НовТек новые технологии», ГУП ЦМИ «УралГео», ООО НПФ «АМК Горизонт», ООО «Промперфоратор», АО «Взрывгеосервис», ТОО «ГеоМунайСервис» (Казахстан) и др.

Академическая, отраслевая и университетская наука была представлена Институтом проблем нефти и газа

Российская геофизика является второй в мире по интеллектуальной мощи, объему выручки, набору компетенций в технике и высоких технологиях сервиса. В своем инновационном развитии она опирается на достижения российской академической и университетской науки, мощного военно-промышленного комплекса.

РАН, ФГУП «ВНИИА», ООО «РН-УфаНИПИнефть», ООО «БашНИПИнефть», ПАО НПП ВНИИГИС, Башкирским ГУ, Уфимским ГНТУ, Пермским ГНИУ, НАО «КазНИТУ им. К.И. Сатпаева» (Казахстан).

Диалог геофизиков с нефтяниками, специалистами науки, сервиса на конференции, презентациях, круглых столах, выставочных стендах позволил лучше понять возможности новых российских технологий, найти взаимовыгодные формы сотрудничества.

На пленарном заседании и 3-х секциях «Геология. Бурение скважин», «Добыча. Ремонт скважин» и «Комплексная интерпретация» было заслушано 49 докладов и презентаций. Акцентом конференции стали проблемы применения геофизической Hi-Tech-техники и технологий при бурении, ремонте и эксплуатации горизонтальных скважин, при контроле технического состояния скважин и при контроле разработки месторождений.

Большую озабоченность специалистов вызывает состояние в сфере качества геофизической информации, метрологического контроля применяемой техники и обеспечении единства геофизических измерений.

В рамках конференции работала молодежная секция. В ней приняли участие аспиранты, молодые преподаватели, студенты 4-х и 5-х курсов УГНТУ и БашГУ. В целом можно констатировать, что российский геофизический комплекс успешно преодолел трудности переходного периода в экономике, вступил в фазу устойчивого развития и готов в тесном взаимодействии с нефтегазовыми компаниями решать стоящие перед ними задачи на российском и мировом энергетическом рынке.

В целях укрепления конкурентоспособности российского геофизического сервиса, повышения качества и достоверности геофизической информации на конференции принято решение передать в органы государственного управления и нефтегазовым компаниям выработанные участниками мероприятия рекомендации. ☉

V Международная конференция «Колтюбинг. Интенсификация. Новое бурение»



V Международная конференция «Колтюбинг. Интенсификация. Новое бурение» прошла 31 мая – 1 июня 2018 года во Львове (Украина).

Организатором выступила компания «Ньюфолк», генеральными спонсорами стали СЗАО «ФИДМАШ», ГК «Горизонты» и компания Weatherford, основавшая сессию «Новое бурение». Компания «Нафтогаз» спонсировала сессию «Геология. Разведка. Информация», а недавно созданная компания «БТФ-колтюбинг» взяла шефство над сессией «Интенсификация. Снаббинг. ГРП».

Среди партнеров мероприятия значились также «Нафтогаз», «Укргазодобыча», Tascrom, СЗАО «Новинка», «Регион» и др.

В конференции приняли участие порядка двух сотен ведущих специалистов отрасли, представлявших более пятидесяти компаний, были озвучены тридцать докладов, а также организованы два тематических воркшопа «Что правильно и неправильно в геофизике Украины» и «Буровые сервисы «Укргазодобычи»: как работать с государственной компанией?».

Двухдневная программа мероприятия была сформирована из тематических блоков, включавших в себя обсуждение стратегии развития нефтесервисного рынка, применения современных технологий интенсификации добычи, таких как колтюбинг, ГРП и снаббинг.

Обсуждались также вопросы геологоразведки, геофизики, интерпретации данных и цифровизации.

В первый день конференции внимание большинства спикеров было сфокусировано на трех ключевых вопросах: основных причинах задержки реализации планов по добыче газа; потенциале разработки нетрадиционных запасов газа в Украине; дисбалансе на украинском сервисном рынке и оценке потребности в современных технологиях.

Число участников ставшей уже традиционной львовской конференции растет с каждым годом. По мнению гостей мероприятия, организаторам удалось сконцентрировать внимание на основных проблемах отрасли: реанимации нефтесервисного рынка Украины и росте добычи углеводородов с помощью современных методов. ☉

«Время колтюбинга. Время ГРП» – научно-практический журнал о современном высокотехнологичном нефтегазовом сервисе

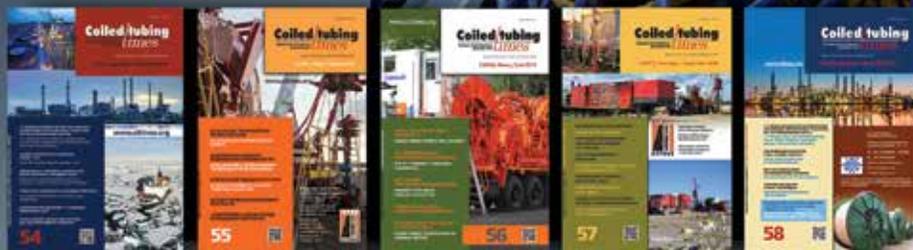
По версии Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA), признан лучшим периодическим изданием в России и СНГ, освещающим тематику нефтегазового сервиса.

Журнал является генеральным информационным партнером российского отделения Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA-Россия), а также основным организатором ежегодной Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы» – старейшего в России профессионального форума для специалистов современного нефтегазового сервиса, заказчиков высокотехнологичных нефтесервисных услуг и производителей соответствующего оборудования. Программа технических секций конференции традиционно фокусируется на самых передовых технологиях.

Интернет-портал www.cttimes.org стал одним из самых известных агрегаторов информации в сфере высокотехнологичного нефтегазового сервиса.

Журнал «Время колтюбинга. Время ГРП» распространяется по подписке, путем адресной рассылки, на тематически родственных международных конференциях и выставках в России, Европе, Азии и Америке.

Coiled tubing
ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА
ВРЕМЯ ГРП





Society of Petroleum Engineers

РОССИЙСКАЯ НЕФТЕГАЗОВАЯ ТЕХНИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ SPE

Крупнейшее нефтегазовое мероприятие SPE в регионе

15–17 октября 2018

“Холидей Инн Сокольники”
Москва, Россия

Зарегистрируйтесь до 1 октября 2018

Следите за обновлением информации на сайте www.spe.org/go/18rptc-rus

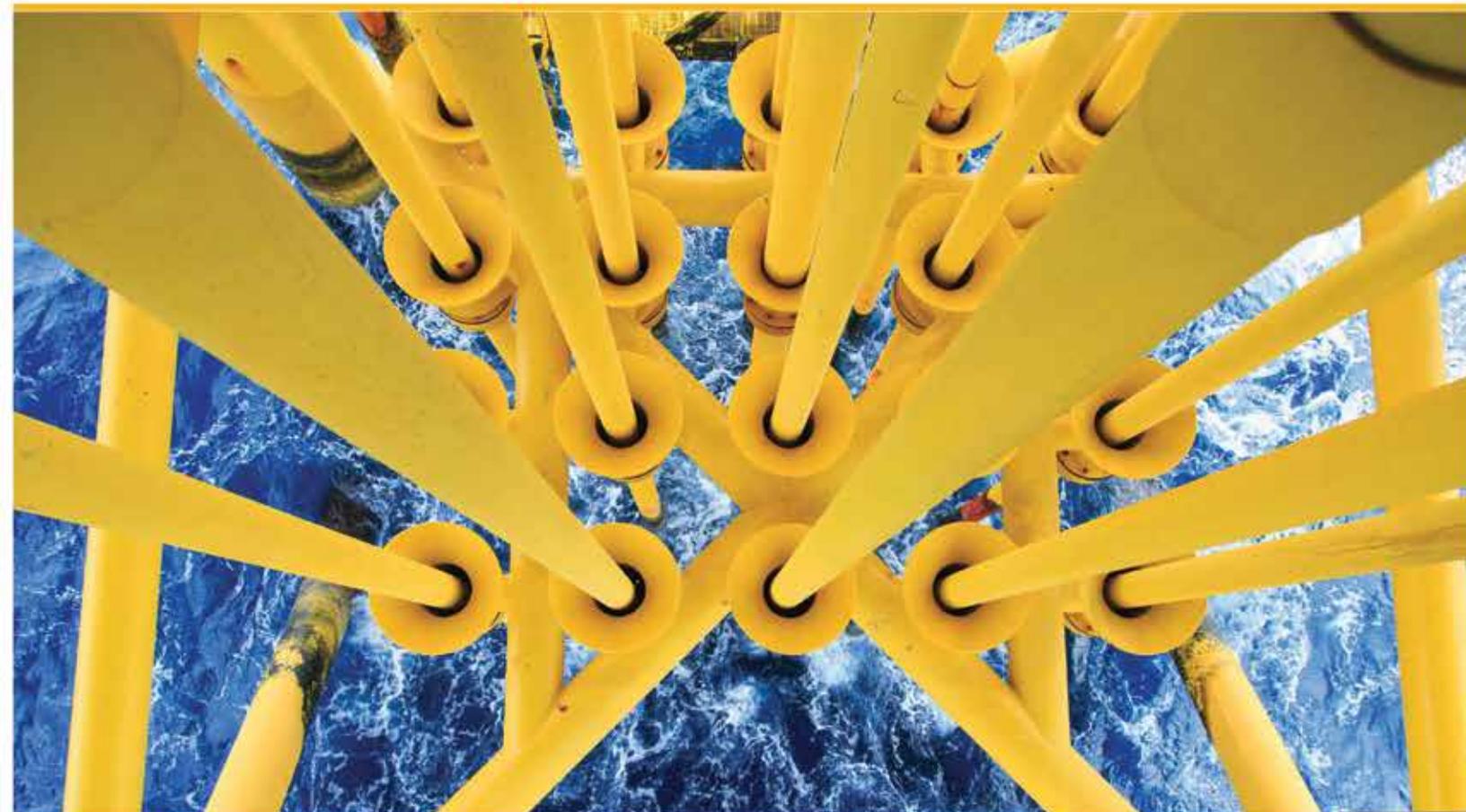
ЗОЛОТЫЕ СПОНСОРЫ

СПОНСОР МОБИЛЬНОГО ПРИЛОЖЕНИЯ

HALLIBURTON



roxar
EMERSON GROUP COMPANY



По всем вопросам обращайтесь к Марии Березинской (mberezinskaya@spe.org)
или Анастасии Симоновской (asimonovskaya@spe.org), тел.: +7(495) 268-04-54.



**Российское отделение Ассоциации специалистов по
колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам**

**Некоммерческое партнерство «Центр развития
колтюбинговых технологий»**

Russian Chapter of the Intervention and Coiled Tubing Association

**Nonprofit Partnership Coiled Tubing Technologies
Development Center**



**ИСОТА
РОССИЯ**



Контактная информация

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

Contact information

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

www.icota-russia.ru



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

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

ЗАЯВЛЕНИЕ

Прошу принять меня в члены ICoTA-Россия

Фамилия _____ Написание по-английски _____

Имя _____ Написание по-английски _____

Отчество _____

Организация/компания/структура _____

Должность _____

Адрес электронной почты _____

Телефон служебный _____ Факс _____

Телефон мобильный _____

Почтовый адрес для связи _____

Дата _____

Подпись _____

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



Global Oil&Gas

ufi
Approved
Event

26-я Казахстанская
международная выставка и
конференция “Нефть и Газ”

26-28 сентября 2018
Атакент, Алматы, Казахстан

подробная информация:
www.kioge.kz



ВПЕРЕД НА ЭЛЕКТРОМОБИЛЕ



Электробус на улицах Минска

По материалам конференции «Электромобили-2018» (организатор – CREON Energy в составе Группы CREON).

Автомобили с двигателем внутреннего сгорания были, есть и останутся центральным сегментом мирового автопрома. Однако прогресс не стоит на месте, и постепенно появляются альтернативные транспортные средства. Среди вероятных «преемников» – и газомоторный транспорт, и почти экзотические машины на водороде, и электромобили. У каждого из них свои плюсы и минусы, явного лидера выделить пока сложно. Так, поклонники электромобилей превозносят их экологичность и надежность. О подводных камнях же в виде высокой стоимости и необходимости паркинга с розеткой обычно умалчивается.

«Сейчас сегмент электромобилей у нас находится в зачаточном состоянии, и единственная сила, которая может стимулировать его развитие, – это государство, отмечает генеральный директор CREON Energy Санджар Тургунов. – В этом плане Россия следует общемировой тенденции: в любой стране без прямой помощи властей у электромобилей шансов нет».

Непонятные и пока чуждые нам электромобили давно прижились в Европе: при выборе машины там ориентируются прежде всего на

экологичность, а не на «чтоб побольше»/«чтоб подешевле». Как рассказал директор по развитию Russian Automotive Market Research Александр Козлов, по итогам 2017 года парк электромобилей в Европе составил 930 тыс. шт., в нынешнем году ожидается увеличение до 1,35 млн шт. (это +45%). Лидерами по использованию легкового электрического транспорта являются Норвегия, Германия, Великобритания и Франция. Докладчик подчеркнул, что все эти машины куплены с помощью государственных дотаций, и именно они сделали приобретение возможным в



Парк и продажа легковых автомобилей в Европе в 2017 году



принципе. В качестве примера г-н Козлов привел Голландию, которая в прошлом году прекратила дотировать сегмент электромобилей. В итоге продажи сразу упали на 58%.

Бесспорным лидером продаж в Евросоюзе является хэтчбэк Renault Zoe. Помимо него, в пятерку самых популярных электромобилей входят BMW i3, Mitsubishi Outlander, Nissan Leaf и легендарная Tesla Model S. Отметим, что на европейском рынке, помимо чисто электрокаров, продается много привычных нам моделей, но в электрическом исполнении.

России на европейском фоне пока похвастаться нечем: ни реальности, ни ближайших перспектив не наблюдается. На сегодняшний день доля электромобилей в российском легковом автопарке не просто минимальна – она мизерна и составляет 0,004% от общего количества. По словам Александра Козлова, в физическом выражении это составляет 1847 шт. против 43,54 млн общего парка.

В территориальном разрезе больше всего электромобилей в Приморском крае (благодаря ввозу б/у машин из Японии и Китая) и Москве (за счет высоких доходов населения) – это 21,2% и 19,6% соответственно. Эксперт отметил, что доля перепродаж электромобилей очень высока, продажи же новых машин пока крайне малы (0,007% от общего количества).

Что касается перспектив, то они весьма отдаленные. «Несомненно, за электромобилями будущее, но пока наша страна к такому транспорту не готова. На мой взгляд, должен пройти десяток-другой лет, чтобы электромобили прочно вошли в жизнь россиян, – считает Александр Козлов. – Кроме того, желательно развивать собственные марки электромобилей, а не тотально импортировать. Иначе повторится нынешняя ситуация, когда подавляющая часть автопарка в нашей стране – автомобили иностранных брендов».

«Электромобили в России пока не идут, это правда, – подтвердил начальник управления

«Комбинированные энергоустановки» НАМИ Кирилл Карпухин. – Причин множество, и все они важны. Возьмем хотя бы расстояние: ни один электрокар без подзарядки не доедет от Москвы до Санкт-Петербурга, а зарядных станций на пути нет. Или климат: например, в инструкции к Tesla указано, что использование при температуре ниже 15 °С нежелательно. А у нас 4–5 месяцев зима даже в средней полосе!». Эксперт рассказал о результатах испытаний электромобилей на полигоне НАМИ в Подмоскovie: даже без включенных фар и отопления езда по снегу сокращает в два раза заявленный производителем пробег без подзарядки.

Сейчас сегмент электромобилей находится в зачаточном состоянии, и единственная сила, которая может стимулировать его развитие, – это государство.

Государство смотрит в электромобильное будущее более оптимистично: как рассказал представитель Минэкономразвития РФ Рустам Абульмамбетов, правительство РФ заинтересовано в

разработке и выведении на рынок автомобилей с принципиально новыми свойствами и создании инфраструктуры для них. Планируется, что уже к 2030 году будет достигнут паритет по стоимости владения электромобилем по сравнению с ДВС. При этом государство нацелено на создание отечественного ТС, стоимость которого будет гораздо ниже стоимости электромобилей зарубежного производства.

Существует два сценария развития событий. Оптимистичный предполагает, что уже к 2020 году доля электромобилей составит 1–1,5% от общего числа. При пессимистичном сценарии показатель будет достигнут с задержкой 6–7 лет.

Ежегодный объем вложений в сегмент электромобилей, по словам эксперта, может составить около 60 млрд руб.

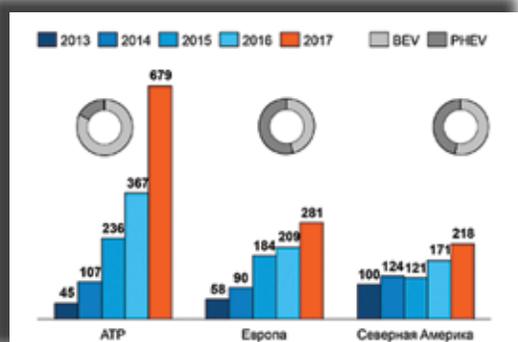
Озвученные Александром Козловым статистические данные прокомментировала аналитик VYGON Consulting Екатерина Колбикова. По ее словам, в 2017 году мировые продажи электромобилей выросли на 60%, и сейчас парк составляет 3,4 млн ед. Основной прирост обеспечил Китай, в странах АТР продано 680 тыс. «зеленых» автомобилей.

На каждом рынке существуют свои специфические движущие силы, стимулирующие рост продаж, утверждает г-жа Колбикова. Так, в Китае это бюджетные электромобили внутреннего производства, в Европе – уход автовладельцев от высокой налоговой нагрузки, в США – зависимость от цены на нефть.

В России развитие рынка электромобилей сдерживается недостатком инфраструктуры, прежде всего зарядных станций (ЭЗС). Например, в Приморском крае существует всего одна (!) зарядная станция, при этом в регион ввозится значительное количество подержанных электромобилей из Японии и Китая. В Москве этот показатель вроде бы значительно лучше – семь автомобилей на одну ЭЗС. Однако по факту это



Продажа электромобилей в мире, тыс. шт.



объясняется лишь малым количеством «зеленых» ТС.

В Китае же – при огромном количестве ЭМ в эксплуатации – на зарядную станцию приходится от трех до шести машин.

Екатерина Колбикова отдельно остановилась на теме аккумуляторов, которые являются важнейшей частью электромобиля и определяют ходовые качества. На сегодняшний день в «зеленом» транспорте используются преимущественно литий-ионные аккумуляторы. Они появились в 90-е годы и стали настоящим прорывом в сегменте АКБ для электромобилей. Однако прогресс не стоит на месте и отрасли нужен новый технологический рывок. Основными проблемами на данный момент являются малый запас хода и долгое время зарядки.

Уже сейчас, говорит аналитик, разработаны инновационные графеновые аккумуляторы, именно с ними эксперты связывают будущее рынка.

По словам г-жи Колбиковой, большое значение имеет и стоимость аккумулятора: ее уменьшение позволит автоконцернам впервые получить маржу при производстве электромобилей.

Тему продолжил Владимир Аленцин, член НТС по развитию производственно-технических комплексов по переработке отходов производства и потребления Минпромторга РФ. Он поделился опытом поездки в Японию, которая заметно опережает Россию в технологиях переработки АКБ. Сейчас в стране работает семь предприятий по утилизации никель-кадмиевых батарей и девять – литий-ионных. Согласно японскому законодательству, при сдаче машины в утиль владелец обязан снять аккумулятор и направить его на переработку.

Также г-н Аленцин отметил, что зачастую новые виды АКБ создаются быстрее, чем разрабатываются технологии их утилизации.

Замена автомобилей с ДВС на электромобили пока идет крайне медленно, но постепенно процесс будет ускоряться. В этой связи во всем мире будут расти потребности в аккумуляторных батареях. Как рассказал менеджер по развитию сети «Энсто Рус» Вадим Пекарев, смена традиционных машин на электрические потребует производства аккумуляторов на 600 ГВт/ч в год. Сейчас из этого объема доступно лишь 41,6 ГВт/ч.

Ситуацию улучшит запуск новых предприятий. В настоящее время строятся три завода: Panasonic/Tesla в США, Samsung SDI в Венгрии и LG Chem в Польше.

О нехватке зарядных станций упомянули практически все докладчики, и это действительно одна из главных проблем отрасли. По состоянию на январь 2018 года в России насчитывалось всего 140 пунктов для подзарядки, однако уже в ближайшие годы ситуация должна улучшиться. Разработана программа по развитию зарядной

По итогам 2017 года парк электромобилей в Европе составил 930 тыс. шт., в нынешнем году ожидается увеличение до 1,35 млн шт. (это +45%).

инфраструктуры на дорогах ГК «Росавтодор» до 2020 года, сообщил Роман Бородин, главный специалист отдела технической политики и инновационных технологий.

Уже в текущем году на автодороге М-11 Москва – Санкт-Петербург будет создано шесть зарядных станций, еще шесть построят в 2019 году. Аналогичная работа будет вестись и на других крупных автомагистралях ЦФО. Как рассказал г-н Бородин, мировой опыт показывает, что оптимальное расстояние между зарядными колонками – 100–150 км.

Сейчас инвестиции в строительство зарядной колонки составляют 4,83 млн руб., годовой доход от эксплуатации – 8,76 млн руб. (эта окупаемость возможна при достаточной интенсивности движения). Поэтому, говорит эксперт, все чаще интерес к заправочным колонкам проявляют представители бизнеса – традиционных АЗС, кафе, отелей. Именно так они планируют привлекать клиентов – владельцев электромобилей и, таким образом, окупать затраты на покупку зарядных колонок.

Наиболее благоприятная для владельцев электромобилей ситуация складывается в Москве – власти города стремятся идти в ногу со временем и, соответственно, поддерживают инновации. В 2018 году «Мосэнерго» намерено довести количество зарядных станций для электромобилей в столице до 150, сообщил директор по развитию Сергей Захрямин. Сейчас запущено в эксплуатацию уже 80 ЭЗС, все они расположены в пределах Третьего транспортного кольца на городских парковках. В дальнейшем зарядные станции будут вынесены за пределы ТТК.

На сегодняшний день ЭЗС «Мосэнерго» бесплатны для потребителей, позже – при увеличении количества электромобилей – будет вводиться плата за пользование.

Санкт-Петербург – еще один российский город, где владельцы электрокаров могут чувствовать себя комфортно. По словам генерального директора компании «АудитЭнерго Групп» Ии Гордеевой, в Северной столице все зарядные станции абсолютно бесплатны, что делает ежедневную стоимость владения равной нулю. Помимо этого, водители «зеленых» автомобилей освобождены от уплаты транспортного налога и имеют право бесплатно парковаться на улицах города.

Г-жа Гордеева рассказала, что знает обо всем этом не понаслышке: уже более трех лет она ездит на электромобиле и не собирается возвращаться к машине с ДВС.

Если России необходимы хоть какие-то зарядные станции для развития сегмента электромобилей, то европейский прогресс уже давно шагнул вперед. Так, финская Ensto

разработала и уже внедрила на рынок «умные зарядки», которые позволяют водителю подключать автомобиль к зарядному устройству в любое время. При этом интеллектуальное устройство управления выберет экономный режим зарядки в те часы, когда потребление минимально, что позволит избежать пиковых нагрузок. Как рассказал Вадим Пекарев, услуга интеллектуальной зарядки аккумуляторов напрямую свяжет каждый электромобиль с поставщиками электроэнергии и поможет потребителям воспользоваться более выгодными тарифами, а также приведет к росту использования возобновляемых источников энергии.

Основная причина дороговизны электромобилей – это стоимость аккумуляторных батарей, однако этот показатель чисто теоретически имеет тенденцию к снижению. Об этом рассказала эксперт Энергетического центра бизнес-школы «Сколково» Екатерина Грушевенко. Сейчас АКБ составляет до половины стоимости электрокара, но внедрение новых технологий способно уменьшить этот показатель примерно до 20%.

На данный момент самым востребованным является литий-ионный аккумулятор с разными вариантами катода. По словам докладчика, популярность таких АКБ играет против них

же: производители становятся излишне зависимыми от поставщиков составляющих. Так, ведущим мировым экспортером кобальта является Конго, политическая ситуация в котором крайне нестабильна. Более половины всего графена добывается в Китае, но сейчас эта отрасль находится под особым контролем из-за экологических проблем. Три четверти мировых запасов лития сосредоточены в Аргентине, Чили и Бразилии, что тоже создает некие ограничения.

Эффективность существующих литий-ионных батарей в ближайшие пять лет может вырасти на 20-30%, однако это – предел, далее необходимо придумывать что-то новое. При этом основным критерием должна быть безопасность, а не удешевление. В средне- и краткосрочной перспективе (т.е. 5–10 лет) наибольшие надежды эксперты возлагают на твердотельные литий-ионные батареи. Они уже существуют, но пока не превышают размер монеты и используются в основном для обеспечения резервного питания в электрических цепях. Теперь необходима технология увеличения размера таких батарей и снижения их стоимости.

Говоря о будущем электромобильной отрасли, участники рынка не могли не упомянуть общественный транспорт. До этого речь шла о легковых автомобилях, поэтому эксперт Газпромбанка Кирилл Николаев решил осветить

сегмент электробусов. Сейчас практически весь мировой парк приходится на Китай, где электротранспорт получил «второе дыхание» после Олимпиады в Пекине. Плюс к этому в 2012 году была принята программа развития электромобилей в рамках утвержденной пятилетним планом Программы NEV. Сейчас 20% всех продаж автобусов в стране за год – это электробусы. К 2025 году Китай планирует перейти на закупки только электробусов для городских нужд. Например, Шэньчжэнь на 100% и досрочно перешел на электробусы (парк составляет 16,4 тыс. шт.).

Активный рост электропарка стал возможен благодаря тому, что Китай уже решил все те проблемы, о которых в России только говорят. Налицо обеспеченность инфраструктурой – во многих крупных городах КНР насчитывается по 10 тыс. зарядных колонок и более. К 2020 году планируется построить приблизительно еще 12 тыс. станций по зарядке и обмену батареей, а также 4,8 млн зарядных колонок.

Немаловажна и господдержка рынка: покупателям предоставляются скидки до 20% стоимости автомобиля, также действует

освобождение от уплаты земельного налога для зарядных колонок (например, на автомагистралях провинции Хэбэй), установление энерготарифов, обязательства по локализации. Помимо этого, введено освобождение от уплаты денежных сборов на платных автомобильных

трассах и госпошлины за регистрацию «зеленого» транспортного средства.

Европа тоже постепенно, хоть и не столь активно, развивает сегмент электробусов. Сейчас парк насчитывает немногим более 1,5 тыс. шт., но к 2020 году в 25 европейских городах он составит более 2,5 тыс. шт., или 6% от общего парка автобусов. К 2025 году еще порядка 6,1 тыс. электробусов будет введено в эксплуатацию.

Наиболее активно развивается парк «чистых» электробусов в городском сообщении Великобритании, Нидерландов, Польши, Германии, Венгрии. На эти страны приходится 73% парка всех электробусов Европы. В общем парке городских автобусов доля электробусов составляет 1,5%.

В США собственно электробусы большой популярностью пока не пользуются, прежде всего, в силу дороговизны (типичный электробус стоит около \$750 тыс., тогда как дизельный – \$435 тыс.). Однако растет доля автобусов гибридных (18% от общего объема парка).

Для успешного развития сегмента электромобилей в России необходимо сразу несколько факторов: и технологии, и оборудование, и достаточное финансирование. С последним могут помочь инвестиционные фонды, которые прочно обосновались на российском финансовом рынке. ●

Разработаны инновационные графеновые аккумуляторы, именно с ними эксперты связывают будущее рынка.

Weatherford представила роторно-управляемую систему Magnus

Компания Weatherford представила коммерческий релиз роторно-управляемой системы Magnus, сочетающей в себе возможности надежного высокопроизводительного бурения с точным контролем направления. Инструмент с функцией отклонения долота предназначен для применения практически при любом сценарии бурения, включая высокие интенсивности набора зенитного угла.

Основные характеристики системы Magnus включают полностью независимое управление пэддом, полностью вращающийся блок смещения с минимальной стабилизацией забойного оборудования (ВНА), диагностикой ВНА в режиме реального времени и функцией автопилота. Система состоит из нескольких модульных компонентов, которые облегчают обслуживание даже в отдаленных местах.

«Система Magnus представляет собой серьезный шаг Weatherford в сторону направленного бурения и обладает хорошим потенциалом для разрушения статус-кво на рынке роторно-управляемых систем», – сказал Этьен Ру (Etienne Roux), президент подразделения бурения и оценки компании Weatherford. «Мы рады предоставить нашим клиентам надежный и экономичный вариант для эффективного бурения высококачественных скважин». ☉

«Татнефть» разработала технологию использования продуктов переработки стекловолокна при строительстве скважин

Специалистами ТатНИПИнефть компании «Татнефть» разработана технология использования продуктов переработки стекловолокна при строительстве скважин.

Учеными ТатНИПИнефть предложено применять в качестве добавки к тампонажному раствору переработанный продукт производства ООО «Стекловолоно-Татнефть» – гранулы из стекловолокна размером от 0,1 до 0,3 мм. Эта инертная экологичная добавка значительно облегчает раствор и имеет целый ряд преимуществ.

Применение облегченных тампонажных растворов позволяет минимизировать риски возникновения возможных осложнений. Снижение плотности

Weatherford Introduces Magnus Rotary Steerable System



Weatherford International plc has announced the commercial release of the Magnus rotary steerable system, which combines reliable, high-

performance drilling with precise directional control. The push-the-bit tool is designed for deployment in nearly any drilling scenario, including high doglegs.

Key features of the Magnus system include fully independent pad control, a fully rotating bias unit with minimal bottomhole-assembly (BHA) stabilization, real-time BHA diagnostics and autopilot functionality. The system comprises several modular components to facilitate quick and easy maintenance, even in remote locations.

“The Magnus system represents a major shift in the way that Weatherford approaches directional drilling, and has great potential to disrupt the status-quo rotary steerable market,” said Etienne Roux, global segment president of drilling and evaluation at Weatherford. “We are excited to provide our customers with a reliable and cost-effective option for efficiently drilling high-quality wellbores.” ☉

TATNEFT Has Developed a Technology for Using Glass Fiber Processing By-Products in the Well Construction



The experts of the TATNEFT's TatNIPIneft have developed a technology for using glass fiber processing by-products in the construction of wells.

Scientists of TatNIPIneft proposed to use glass fiber pellets of 0.1 to 0.3 mm, which are the manufacturing by-products of the "Tatneft-Steklovolono" company, as an additive to cement slurries. This inert ecological additive greatly lightens the solution and has quite a number of advantages.

тампоначного раствора оптимизирует затраты на ликвидацию зон поглощений и подъем цемента за эксплуатационной колонной до запланированной высоты. Соответственно, за счет увеличения водоцементного отношения повышается выход тампоначного раствора с одной тонны цемента, что также снижает затраты на цементирование эксплуатационной колонны.

Благодаря разработанной технологии для качественного цементирования достаточно одной рецептуры для всего ствола, что снижает транспортно-складские расходы и упрощает производственный процесс. При этом плотность цементирования имеет варьированные значения от 1,4 г/см³ до 1,45 г/см³, обладает высокими технологическими характеристиками и соответствует заявленным стандартам.

В настоящее время технология включена в перечень лучших практик «Татнефти» и проходит этап промышленного внедрения. Область ее применения – сложные скважины, где ранее использовались муфты ступенчатого цементирования. Разработанные облегченные тампоначные растворы предлагается также использовать для ликвидации зон поглощения, в том числе для цементирования кондуктора с остаточным поглощением.

В ходе проведения опытно-промышленных работ выявлено, что технология позволяет снизить затраты на ликвидацию зон поглощений, уменьшает риск получения заколонной циркуляции, что также повышает эксплуатационную надежность скважин, а за счет снижения водоотдачи улучшается качество крепления скважин. Технология цементирования обсадных колонн облегченным тампоначным раствором на 11% дешевле традиционно применяемой технологии с использованием муфто-ступенчатого цементирования. ☉

Halliburton запустила автоматизированную систему непрерывной циркуляции

Компания Halliburton запустила систему e-cd Plus – технологию, автоматизирующую и усиливающую непрерывные циркуляционные соединения во время буровых и спуско-подъемных операций. Непрерывная циркуляция обеспечивает бесперебойный поток бурового раствора в скважину на протяжении всего процесса добавления или удаления стыков буровых труб к буровой колонне.

После подключения системы e-cd Plus к поверхностной системе управления проприетарное программное обеспечение осуществляет

The application of lightweight plugging solutions allows minimizing the risks of possible complications. Reducing the density of the plugging solution optimizes the costs of eliminating lost-circulation zones and raising the cement behind the production casing to the planned height. Accordingly, due to the increase in the water-cement ratio, the amount of the plugging solution received from one tonne of cement increases, which also reduces the costs of cementing the production casing.

Thanks to the developed technology for qualitative cementing, it is sufficient to have one slurry formulation for the entire wellbore, which allows reducing transportation and storage costs and simplifying the production process. At the same time, the cementation density varies from 1.4 g/cm³ to 1.45 g/cm³ and has high operational characteristics and corresponds to the claimed standards.

At present, the technology has been included in the list of the TATNEFT's best practices and is at the industrial introduction stage. The area of this technology application is difficult wells, where cement stage collars were previously used. The developed lightweight plugging solutions are also proposed to be used for liquidation of the lost-circulation zones, including cementing the surface casing with residual loss of circulation.

It was discovered in the course of pilot works that the technology allows to reducing the costs of eliminating the lost-circulation zones, reducing the risk of facing behind the casing cross flows, which also increases the wells' operational reliability, and by improving the fluid loss, the quality of the wells is improved. The technology of cementing casing strings with a lightweight plugging slurry is 11 percent cheaper than the traditionally used technology with the application of the multi-stage collar cementing. ☉

Halliburton Launches Automated Continuous Circulation System

Halliburton released the e-cd™ Plus system – a new technology that automates and enhances continuous circulation connections during drilling and tripping operations. Continuous circulation provides the uninterrupted flow of drilling fluid into the well throughout the process of adding or removing drill pipe joints to the drill string.

After connecting the e-cd Plus system to surface control equipment, a proprietary software

дистанционный контроль за всеми этапами процесса переадресации потока и соединения с портом, реализующимися в настоящее время посредством ручной работы человека. Вся система занимает небольшую площадь и позволяет уменьшить количество персонала буровой установки, необходимое для обеспечения непрерывной циркуляции в скважине.

Система также способствует успешной реализации сложных проектов, таких как скважины с узкими диапазонами пластового давления/градиентами давления гидроразрыва, сохраняя при этом постоянным давление в забое и свойства жидкости, охлаждая оборудование в условиях высоких давлений и температур и движением резцов обеспечивая непрерывную очистку стволов скважин с большими отходами.

«Мы разработали систему e-cd Plus для удовлетворения растущего рыночного спроса на непрерывную технологию циркуляции на высокорегулируемых рынках за счет повышения безопасности, эффективности и сокращения общего времени соединения, в целях экономии ценного времени бурения», – сказал Дэниел Казале, вице-президент Halliburton. «Благодаря автоматизированной системе обеспечивается не только двойной барьер давления, поддерживаемый во время операций, но он обладает универсальностью для запуска либо как автономное решение, либо при использовании в операциях бурения с динамическим контролем давления, что помогает снизить риск в сложных скважинах».

В недавнем проекте в Северном море оператор ранее не смог успешно достичь целевой глубины из-за плохого движения резания и напряжения ствола скважины. Был развернут автоматизированный узел отвода системы e-cd Plus для обеспечения непрерывной циркуляции на двух участках скважины и примерно на 6800 футов общего бурения без обсадки. Оператор успешно достиг полной глубины и закрепил лейнер в каждой секции, что устранило проблемы, остановившие работу в соседней скважине. ☉

Trelleborg запустила спирально-рифленый бурильный райзер

Компания Trelleborg внедрила новый формат бурового модуля плавучести секции водоотделяющей колонны, обеспечивающий критический подъем для морских райзеров. Система с винтовым рифлением значительно снижает качание и движение, вызванное течением. Результаты тестирования демонстрируют производительность, эквивалентную обтекателям, но

remotely controls all steps of the flow diversion and side port connection process that is currently completed via manual human operation. The overall system maintains a small footprint and can reduce the number of rig personnel required to safely provide continuous downhole circulation.

The system also helps improve success in challenging projects such as wells with narrow pore pressure/fracture gradients by keeping bottom-hole pressure and fluid properties constant, cooling equipment in high-pressure and high temperature applications and providing continuous wellbore cleaning by movement of cuttings in extended reach wells.

"We designed the e-cd Plus system to meet the growing market demand for continuous circulation technology in highly regulated markets by improving safety, efficiency and reducing overall connection time to save valuable rig time," said Daniel Casale, vice president of Testing and Subsea. "With the automated system, not only is a dual pressure barrier maintained during operations, but it has the versatility to run either as a standalone solution or to be used in managed pressure drilling operations to help reduce risk in difficult wells."

On a recent project in the North Sea, an operator was previously unable to successfully reach target depth due to poor cuttings movement and wellbore stress. They deployed the automated diversion portion of the e-cd Plus system to provide continuous circulation over two well sections and approximately 6,800 feet of total open-hole drilling. The operator successfully reached total depth and cemented the liner in each section, helping eliminate the challenges that halted operation in the previous offset well. ☉

Trelleborg Launches Helically Grooved Drill Riser



на долю от общей эксплуатационной стоимости.

Энтони Кростон (Antony Croston), директор бизнес-группы офшорных работ Trelleborg в Хьюстоне, сказал: «Мы достигли важной вехи в прошлом году, когда результаты тестирования показали, что при использовании запатентованной конструкции плавучести с винтовым рифлением вибрация, вызванная вихреобразованием, эффективно устраняется в сильных потоках. Дополнительным бонусом является то, что нагрузка лобового сопротивления на стояке также уменьшается до уровня, сравнимого с обтекателями».

«В течение многих лет обтекатели были приняты в качестве наилучшего технического решения для снижения сопротивления и вихревой вибрации для буровых стояков. Однако их использование сопровождалось увеличением рабочего времени и проблемами с обслуживанием, особенно в суровых погодных условиях. Теперь мы имеем цельный концепт, обладающий доказанной производительностью, идентичной таковой для обтекателей, но без их недостатков при обслуживании и эксплуатации буровых водоотделяющих колонн». ☉

Эффективные технологии института «ТатНИПИнефть»

Специалистами ТатНИПИнефти компании «Татнефть» разработана насосная установка для подъема продукции скважин без использования насосно-компрессорных труб (НКТ), снижающая затраты на добычу нефти за счет применения комплекса нового оборудования. Установка позволяет проводить ремонты без использования подъемного агрегата и привлечения бригады ПРС, КРС.

Учеными ТатНИПИнефти предложен вариант эксплуатации скважин установками ЭЦН (электроцентробежные насосы) без применения НКТ. Сама технология беструбной эксплуатации скважины установкой с электроцентробежным насосом впервые в России была реализована компанией «Татнефть» на залежи 303 в НГДУ «Лениногорскнефть».

Суть разработки заключается в том, что на устье скважины устанавливаются геофизический подъемник, используемый непосредственно для спуска и подъема ЭЦН, и автонаматыватель – для намотки питающего кабеля УЭЦН. Монтаж nipple и ЭЦН производится при помощи подъемного крана. Насосный агрегат в сборе на кабель-канате опускается в скважину, сажается на пакер и уплотняется в нем.

К преимуществам данной технологии относятся возможность полной механизации и удешевления работ по подземному ремонту скважин при смене ▶

Trelleborg has introduced a new-style drill riser buoyancy module that provides critical uplift to marine risers. The helically grooved system significantly reduces drag and flow-induced motion. Validation test results indicate that the performance is equivalent to fairings, but at a fraction of the total operational cost.

Antony Croston, business group director with Trelleborg's offshore operation in Houston, says: "We reached a major milestone last year when testing results revealed that, when using the patented helically grooved buoyancy design, vortex induced vibration is effectively eliminated in high currents, with the added bonus that drag loading on the riser is also reduced to a level comparable with fairings."

"For many years, fairings have been accepted as the best technical solution for drag and VIV reduction on drilling risers. Their use has come with an operational penalty in the form of increased running and retrieval time, as well as handling issues, especially in harsh weather. We now have an integral concept, which has been proven to match the performance of fairings, without any issues in drilling riser handling and running methodologies." ☉

Effective Technologies of TatNIPIneft Institute

Professionals of TATNEFT's TatNIPIneft have developed a pumping unit for lifting production of the wells without the use of tubing, therefore reducing the cost of crude oil production through the application of a new equipment package. The unit allows performing well repairs without the use of a lifting unit and the involvement of remedial servicing and workover teams.

The scientists of TatNIPIneft have proposed the option of operating the wells with application of ESPs without the use of tubing. The technology of tubingless well operation with ESP installation has been for the first time implemented by TATNEFT in Russia at deposit 303 of NGDU Leninogorskneft.

The long and short of the engineering development means the installation a geophysical hoist at the wellhead, which is directly used for running and pulling of the ESP, and the auto-winding machine, which is used for winding the ESP's power supply cable. The installation works of the nipple and the ESP are carried out using a hoisting crane. The pumping unit assembly is run into the well on the cable-rope, placed on the packer and sealed on it.

The advantages of this technology include the ▶

насоса, исключение затрат, связанных с заменой и ремонтом НКТ, снижение вероятности повреждения кабеля при спуско-подъемных операциях.

Приведенные особенности обеспечивают снижение эксплуатационных затрат.

Увеличение дебита нефти достигается за счет снижения обводненности. Экономический эффект достигается за счет отказа от использования НКТ и бригад КРС.

По итогам Республиканского смотра-конкурса энергоэффективного оборудования и технологий, состоявшегося в рамках Международной выставки «Энергетика. Ресурсосбережение – 2018», за разработку данной технологии компания «Татнефть» удостоена диплома I степени в номинации «Энергоэффективная продукция». ©

AnTech запускает первую в отрасли систему наддолотного контроля и управления параметрами колтубингового бурения в режиме реального времени

Компания AnTech Ltd., специализирующаяся на обслуживании направленного колтубингового бурения, объявила о запуске технологии RockView, позволяющей осуществлять контроль и управление параметрами колтубингового бурения в режиме реального времени.

Данная инновация позволит обеспечить наиболее точное, чем когда-либо прежде, размещение ствола скважины, а также ощутимо уменьшит объем бурения вне целевой зоны, что прямо скажется на увеличении производительности скважины.

Точное наземное позиционирование целевого пластового резервуара является сложной задачей. Как правило, она решается использованием систем геонавигации, анализирующих вырубленную породу, возвращаемую с долота, или с помощью инструментов каротажа во время бурения, расположенных по другую сторону от долота. Оба этих метода имеют временную задержку между моментом бурения породы и ее идентификацией.

Новая технология RockView использует измерения полного диапазона датчиков системы AnTech последнего поколения – COLT и POLARIS BHA. Их объединение применением запатентованных методик позволяет определить сложность проходки через конкретную горную породу.

Новая технология имеет значительные

ability to fully mechanize and reduce the cost of remedial well servicing when replacing the pump, avoidance of costs associated with the replacement and repair of tubing, reduction of the cable damage likelihood during pulling and running operations. The mentioned features provide for reducing the operating costs.

The crude oil production enhancement is achieved due to the reduced water cut. The economic effect is attained through the refusal to use tubing and the well workover crews.

As a result of the Republican Review Contest of the Energy-Efficient Equipment and Technologies held within the framework of the international exhibition "Energy Engineering. Resource Saving – 2018", TATNEFT was awarded a first-degree diploma in the nomination "Energy-efficient products" for the development of this engineering technology. ©

AnTech Launches Industry's First Real-Time, At-Bit Geosteering Service for Coiled Tubing Drilling



Specialist Directional Coiled Tubing Drilling Service company AnTech Ltd., has announced the launch of RockView – a technology that makes real-time, high-resolution

geosteering possible for the first time.

The breakthrough will enable more accurate wellbore placement than ever before and provide a tangible decrease in the amount of footage drilled out of zone. This will lead to a direct improvement in the production of a well.

Predicting the exact position of a target reservoir from surface is difficult and utilizes geosteering to analyze the cuttings returning from the bit or with LWD tools positioned back from the bit. Both of these methods involve a delay between the time that the bit drills a formation and the time that the formation is identified.

The new RockView service works by using the measurements gathered from the full range of sensors on AnTech's latest generation COLT and POLARIS BHAs. Using proprietary techniques,

преимущества перед другими современными методами геонавигации, достаточно точными, но создающими задержку в передаче данных.

RockView была разработана для уменьшения этой задержки при колтюбинговом бурении. Она обеспечивает практически мгновенную передачу информации об условиях на долоте при хорошем линейном разрешении, что позволяет инженеру-технологу по наклонно-направленному бурению определить проходимую породу простым сравнением с геофизической диаграммой, подготовленной геологами.

Траектория скважины может быть отрегулирована так, чтобы держать буровое долото в целевой зоне, тем самым избегая отклонений от курса, которые могут быть допущены при использовании других методов геонавигации. ☉

Total совместно с Google Cloud разрабатывает технологии искусственного интеллекта для разведки и добычи

Total и Google Cloud подписали соглашение о совместной разработке технологий искусственного интеллекта (ИИ), применяемых для анализа геологических данных при разведке и добыче нефти и газа.

В соглашении основное внимание уделяется разработке программ ИИ, которые позволят интерпретировать изображения геологической среды, полученные, в частности, из сейсмических исследований (с использованием технологии Computer Vision), а также автоматизировать анализ технической документации (с использованием технологии обработки естественного языка). Эти программы позволят геологам, геофизикам и инженерам по разработке и геоинформации компании Total увеличить скорость и эффективность изучения нефтегазовых месторождений.

В рамках этого партнерства геологи Total будут работать бок о бок с экспертами по машинному обучению Google Cloud в рамках одного проекта в лаборатории передовых решений Google Cloud в Калифорнии.

«Total убеждена, что применение искусственного интеллекта в нефтегазовой отрасли является перспективным направлением, которое необходимо развивать в целях оптимизации нашей работы, особенно для анализа геологических данных. Мы ▶

these can be combined to determine how hard it is to drill through a particular rock formation.

The new technology offers considerable advantages over current methods of geosteering, which are accurate but suffer from limitations which create the delay in the transmission of data.

RockView has been developed to mitigate that delay in service for wells that can be drilled with coil tubing. It provides near instantaneous information about conditions at the bit, and fine linear resolution. The directional driller can determine which formation is being drilled by comparing to logs prepared by the geologists.

The well trajectory can be adjusted to keep the drill bit in zone, thereby avoiding the overshooting that can be caused by other geosteering methods. ☉

Total Partners with Google Cloud to Develop Artificial Intelligence Solutions for E&P



Total and Google Cloud have signed an agreement to jointly develop artificial intelligence (AI) solutions applied to subsurface data analysis for oil and gas exploration and production.

The agreement focuses on the development of AI programs that will make it possible to interpret subsurface images, notably from seismic studies (using Computer Vision technology) and automate the analysis of technical documents (using Natural Language Processing technology). These programs will allow Total's geologists, geophysicists, reservoir and geo-information engineers to explore and assess oil & gas fields faster and more effectively.

Under this partnership, Total geoscientists will work side-by-side with Google Cloud's machine learning experts within the same project team based in Google Cloud's Advanced Solutions Lab in California.

“Total is convinced that applying artificial ▶

рады работать с Google Cloud на достижение этой цели. В рамках стратегии Total ИИ уже используется, например, при прогностическом техническом обслуживании нефтегазовых объектов», – прокомментировала Мари-Ноэль Семерия, старший вице-президент и директор по развитию Total.

«Мы полагаем, что сочетание опыта в области геофизики Total и навыков искусственного интеллекта Google обеспечит успех проекта. Наша цель – в ближайшие несколько лет предоставить нашим инженерам-геофизикам персональный ИИ-помощник, что позволит им сосредоточиться на задачах с высокой добавленной стоимостью», – сказал Кевин МакЛаклан, старший вице-президент по разведке и добыче Total. ☉

Новая система перфорирования от Schlumberger улучшает производительность скважины

Компанией Schlumberger была представлена система скважинной перфорации, оснащенная технологией Темпро. Эта новаторская комбинация конструкции вставного перфоратора с передовой системой внутрискважинного мониторинга в режиме реального времени позволяет осуществлять и отслеживать динамическую балансировку скважины для создания чистых отверстий, повышающих производительность пласта.

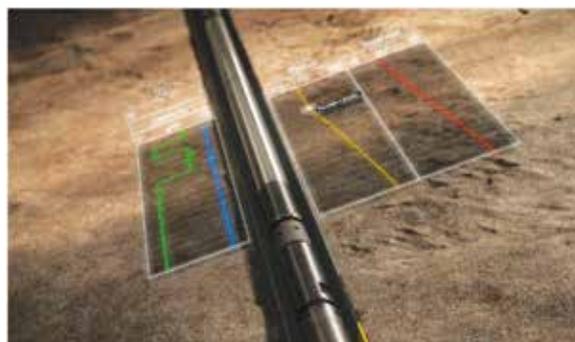
Патентованные компоненты компактной перфорационной системы упрощают развертывание до 40 инструментов с избирательным инициированием для эффективной перфорации нескольких зон коллектора при максимальном заряде взрывчатых веществ за один спуск в скважину. Гибкость системы Темпро позволяет использовать перфораторы и кумулятивные заряды большинства возможных размеров. Упрощенный процесс зарядки повышает безопасность и надежность, устраняя вариативность, возникающую при подготовке буровой площадки, что является основной причиной неудачных рейсов и пропусков зажигания.

«Система Темпро делает большой шаг в повышении безопасности и эксплуатационной эффективности скважин, а также обеспечивает измерение в режиме реального времени при проведении перфорационных операций», – сказал Джамель Идри, президент Wireline, Schlumberger. «Оптимизируя динамическую балансировку скважины в целях минимизации или устранения

intelligence in the oil and gas industry is a promising avenue to be explored for optimizing our performance, particularly in subsurface data interpretation. We are excited to work with Google Cloud towards this goal. This builds on the strategy being developed at Total, where AI is already used, for example, in predictive maintenance at facilities,” said Marie-Noëlle Semeria, senior V.P., Group CTO at Total.

“We believe that the combination of Total’s geoscience expertise and Google’s artificial intelligence skills will ensure the project’s success. Our ambition is to give our geoscience engineers an AI personal assistant in the next few years that will free them up to focus on high value-added tasks.” said Kevin McLachlan, senior V.P. of E&P at Total. ☉

New Perforating Gun System from Schlumberger Improves Well Productivity



Schlumberger has introduced the Tempo instrumented docking perforating gun system. This groundbreaking combination of a plug-in gun design with real-time advanced downhole measurements enables and monitors the well’s dynamic underbalance to create clean perforations that boost reservoir productivity.

The proprietary docking components of the compact gun system streamline the deployment of up to 40 guns for selective initiation to efficiently perforate multiple reservoir zones with a maximized explosives payload in a single trip in the well. The Tempo system has the flexibility to accommodate most perforating gun sizes and shaped charges. The simplified arming process increases safety and reliability by eliminating the variability introduced by wellsite crimping and wiring, which are the primary causes of misruns and misfires.

перфорационных повреждений, клиенты получат выгоду от увеличения добычи углеводородов за счет более качественных перфораций, обеспечивающих улучшенную связь между резервуаром и стволом скважины».

Инновационный дизайн системы Tempo был широко протестирован независимой сторонней организацией и квалифицирован как взрыватель API RP 67 Group 2 для использования без необходимости установления радиочастотной (RF) тишины на буровой площадке. Эксплуатационный риск также смягчается возможностью подтверждения целостности системы как на поверхности, так и в скважине до позиционирования в целевом интервале. ☉

Abrado завершает фрезеровку секции забойного гидротурбинного двигателя

Компания Abrado объявила об успешном завершении первой секции фрезеровки окна в обсадной колонне с использованием забойного турбинного двигателя в рамках запуска своей запатентованной многофункциональной двухсекционной фрезеровочной технологии Medusa, в целях изоляции скважины в Мексиканском заливе.

Abrado успешно расфрезеровала 100 футов колонны 7 5/8-дюймового диаметра внутри другой колонны внешним диаметром 10 3/4 дюйма, затем отполировала колонну в 10 3/4 дюйма, что позволило оператору устанавливать надувной пакер и разместить выше цемент как барьер для постоянной пробки и изоляции скважины. Забойный турбинный двигатель был использован для вращения раздвижного фрезерного инструмента Medusa, позволяющего произвести установку пробки без наличия на месте буровой установки и избежать связанных с этим дополнительных затрат.

«Сочетание забойного турбинного двигателя с ведущей в мире технологией фрезерования Medusa не применялось ранее, и его успех в этом проекте консервации без буровой установки позволил оператору сэкономить от 6 до 7 млн долларов без необходимости задействовать управляемый вертлюг или буровую установку», – сказал Джейсон Пэрриш старший вице-президент Abrado. «Кроме того, мелкая дробленая стружка Medusa были оставлены в скважине, что сэкономило время и средства на ее удаление». ☉

"The Tempo system delivers a major step in improving wellsite safety and operational efficiency as well as providing real-time measurements in perforating operations," said Djamel Idri, president, Wireline, Schlumberger. "By optimizing the dynamic underbalance in the well to minimize or eliminate perforation damage, customers will benefit from increased hydrocarbon production through better-quality perforations providing improved connectivity between the reservoir and the wellbore."

The innovative design of the Tempo system was extensively tested by an independent third-party organization to qualify as an API RP 67 Group 2 initiator for use without having to establish radio frequency (RF) silence at the wellsite. Operational risk is also mitigated by the ability to confirm system integrity both at surface and downhole, prior to positioning at the target interval. ☉

Abrado Completes Section-Milled Window Utilizing a Downhole Mud Motor

Abrado announced that it has successfully completed the first casing section milled window utilizing a mud motor to power its patented Medusa expandable dual-string casing section-milling technology to successfully abandon a Gulf of Mexico well.

Abrado successfully section-milled 100 ft of 7 5/8-in. OD casing inside of 10 3/4-in. OD casing, then polished the ID of the 10 3/4-in. casing enabling the operator to set an inflatable packer and place cement above, as a barrier for permanent plug and abandonment of the well. A 4 3/4-in. OD mud motor was utilized to rotate its Medusa expandable dual-string casing section-milling tool allowing for a truly rig-less plug and abandonment successfully avoiding the cost of having a rig on location.

"Combining a mud motor with world leading Medusa section milling technology had never been attempted before and its success on this rig-less P&A project enabled the operator to save an estimated \$6 million to \$7 million by not having to mobilize a powered swivel or rig for this rig-less operation." said Jason Parrish Abrado senior V.P. "Additionally Medusa's small casing swarf chips were left downhole reducing swarf surface handling and swarf management cost." ☉

NOV внедряет новые скважинные гидравлические коробки и вентили в Пермском бассейне США

По мере роста степени освоения нетрадиционных скважин увеличиваются и требования к оборудованию для гидроразрыва пласта. Более длинные боковые отходы, повышение уровня жидкости, рост давления и степени загрузки проппанта делают гидроразрыв чрезвычайно сложным и изнурительным предприятием, особенно в случае сложных скважин, наблюдаемых в таких регионах, как Пермский бассейн.

В течение продолжающегося спада последних нескольких лет напорные насосы вынуждены были осуществлять более экономичное освоение скважины, часто сокращая расходы любым доступным способом, позволяющим держать темп до тех пор, пока цена на нефть не достигнет равновесия. Это означало, что поставщики услуг выбирали дешевые и менее эффективные версии компонентов, таких как скважинные гидравлические коробки и вентили, просто для того чтобы оставаться прибыльными в краткосрочной перспективе, несмотря на то что в долгосрочной перспективе в жертву приносились качество и срок службы. Сегодня, с восстановлением цен, требования к напорным насосам вновь возвращаются к качеству и производительности. Осознавая конъюнктуру, National Oilwell Varco (NOV) представила свои клапаны Fluot Fluid и Blue Thunder в Пермском бассейне.

Patriot развивает технологию гидравлической коробки, являющуюся особенно востребованной на высокоактивных разработках, таких как Пермский бассейн. Новая гидравлическая коробка из нержавеющей стали демонстрирует пиковые напряжения в 50% от гидравлической коробки Y-образной отливки, реализуя преимущества низкого напряжением без повышенных требований к обслуживанию, а улучшенная геометрия дает 40%-е снижение напряжения в пересечении отверстий. Двухсекционная тарелка клапана облегчает сборку и позволяет произвести четкое выравнивание по линии прямой видимости, что обычно недоступно при использовании гидравлических коробок без желоба.

Patriot демонстрирует 26%-е увеличение площади потока вокруг всасывающих и выпускных клапанов, что сокращает кавитацию и промывки коробки, а нагнетательный фланец обеспечивает полный доступ для ударных и торцевых ключей. Кроме того, манометрическое соединение с крыльями устраняет необходимость в надставках, а взаимозаменяемость

NOV Introduces New Well-Service Fluid Ends and Valves to Permian Basin



As the intensity of completing unconventional wells continues to grow, so too do the demands on fracturing equipment. Longer laterals, rising stage counts, and increased pressures and proppant loadings per stage make hydraulic fracturing an extremely difficult – and consumptive – enterprise, particularly in the challenging wells seen in regions like the Permian basin.

During the persistent downturn of the past several years, pressure pumpers had to complete wells more economically, often cutting costs in any way possible to keep pace until the oil price found equilibrium. This meant service providers might choose less expensive, lower-performing versions of components like well-service fluid ends and valves simply to remain profitable in the short term despite sacrificing quality and lifespan in the long term. Now that pricing has begun to recover, pressure pumpers are seeking a return to quality and performance. Recognizing the need for a solution, National Oilwell Varco (NOV) has introduced its Patriot fluid end and Blue Thunder valves in the Permian basin.

The Patriot advances fluid end technology to be even more applicable in high-activity areas like the Permian. The new stainless-steel fluid end exhibits peak stresses within 50% of a Y-block fluid end, realizing low-stress advantage without higher maintenance requirements, and improved geometry yields a 40% stress reduction in the bore intersection. A two-piece valve retainer allows easier assembly and gives clear “line-of-sight” confirmation for proper alignment, which typically isn’t offered with other grooveless fluid ends.

The Patriot has a 26% increase in flow area around the suction and discharge valves, which

по системе Plug&Play с большинством заводских приводных частей quintuplex обеспечивает широкую применимость и значительную выгоду в таких регионах, как Пермский бассейн, где существует значительное разнообразие оборудования.

Скважинные вентили The Blue Thunder, доступные как в полной сборке, так и с защелкивающейся вставкой, значительно увеличивают срок службы. Аттестованная до максимальной температуры в 180 °F (82 °C) и максимального давления в 20 000 фунтов на квадратный дюйм, монолитная конструкция клапанов из ковanej высокопрочной стали обеспечивает большую площадь потока и предназначена для обработки даже чрезвычайно большого объема твердой фазы, обычно наблюдаемого в Перми. Новые клапаны снижают абразивный износ, что уменьшает количество замен, увеличивает продолжительность времени работы и сокращает затраты. При этом они совместимы с большинством гидравлических коробок, используемых в насосных установках для гидроразрыва.

Независимая нефтесервисная компания, работающая в Пермском бассейне, признала, что достоинства внедрения высокоэффективных долговечных скважинных вентилях значительно превосходят более высокие первоначальные инвестиции. Предыдущие клапаны сервисной компании выходили из строя каждые 20–25 этапов, что привело к дорогостоящим циклам простоя, связанным с обслуживанием оборудования. С началом использования вентилях Blue Thunder сервисной компанией отмечено заметное увеличение износостойкости, при этом срок службы вентилях Blue Thunder обычно в два, а иногда и в три раза выше, чем ранее используемых вентилях. Эффект внедрения был немедленным, так как сервисная компания смогла устранить ненужные циклы обслуживания и связанные с ними периоды простоя, что всегда особенно критично в случае требовательных сланцевых формаций, подобных Пермскому бассейну. ☉

reduces cavitation and fluid-end washouts, and a discharge flange allows full access for impact and torque wrenches. Additionally, a wing-style gauge connection eliminates the need for a cheater bar, and plug-and-play interchangeability with most manufacturer's quintuplex power ends ensures broad applicability – a significant benefit in areas like the Permian, where there is substantial variety in product offerings.

The Blue Thunder well-service valves, available fully bonded or with snap-on insert, significantly enhance service life. Rated to maximum temperature of 180 °F (82 °C) and maximum pressure of 20,000 psi, the valves' forged high-strength steel unibody construction allows greater flow area and is designed to handle even extremely high amounts of solid contents, which are commonly seen in the Permian. The new valves reduce abrasion, which results in few replacements, longer run times, and reduced cost per pumping hour, and are compatible with most fracturing pump fluid ends.

An independent oilfield service company operating in the Permian basin recognized that the value of implementing high-performance, long-lasting well-service valves far exceeded the higher initial investment. The service company's previous valves had failed as often as every 20 to 25 stages, leading to costly cycles of downtime associated with equipment maintenance. After using the Blue Thunder valves, the service company saw a marked increase in wear resistance, with the Blue Thunder valves typically lasting two times longer, and sometimes up to three times longer, than the company's previously used valves. The impact was immediate, as the service company was able to eliminate unnecessary maintenance cycles and associated periods of downtime from their schedule – and in demanding shales like the Permian, time is always critical. ☉

**Не забудьте оформить подписку на журнал
«Время колтюбинга»!**

Индекс в подписном каталоге «Роспечати» 84119.

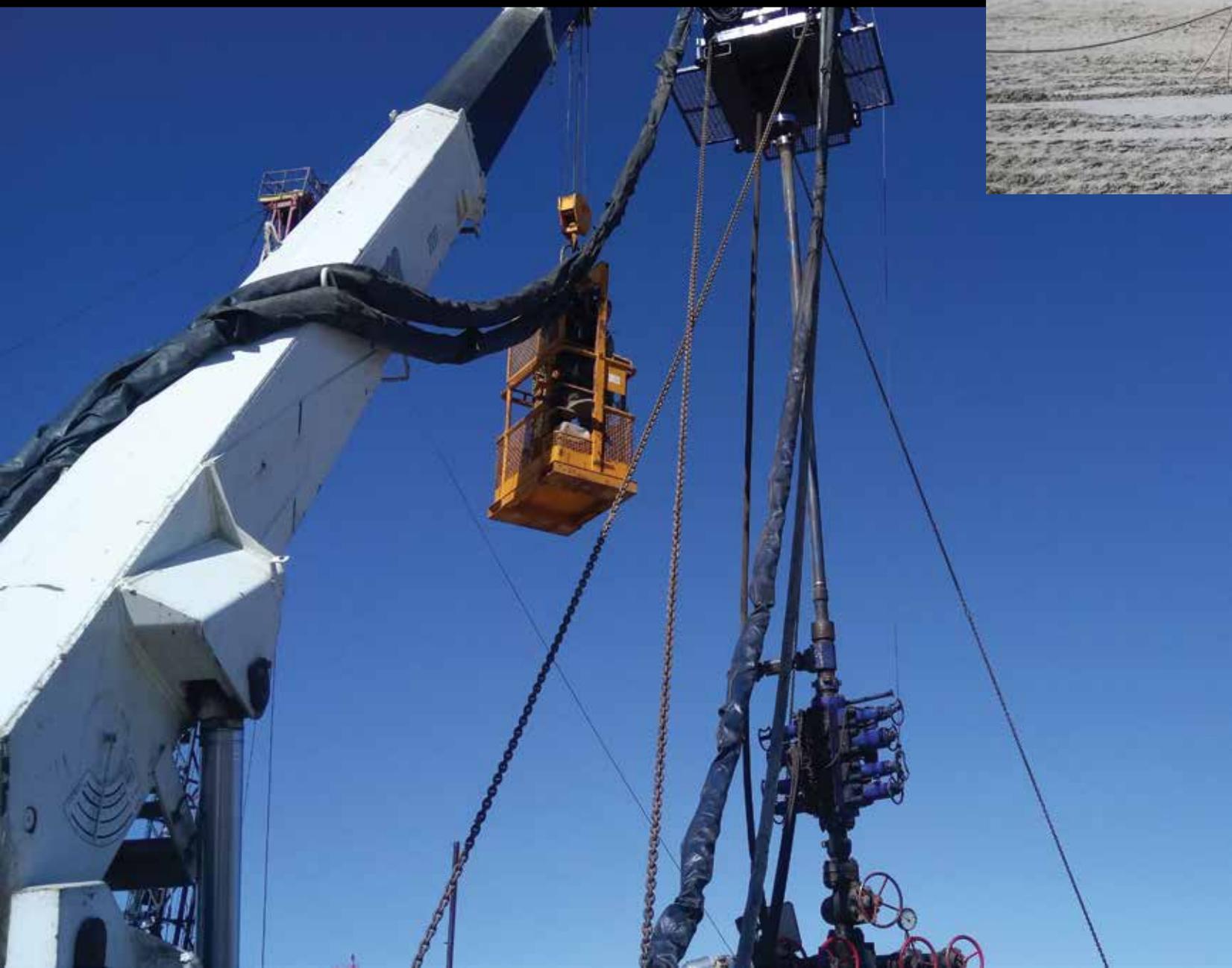
Красота месторождений *The Beauty of Oilfields*

Фотографии предоставлены Александром Волковым, СЗАО «ФИДМАШ».
Pictures courtesy of Alexander Volkov, FIDMASH.





Красота месторождений
The Beauty of Oilfields





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\$.

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;
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 – **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.



Производственная компания ООО «Р-Фактор»

Европейский подход к российским условиям

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



ОБОРУДОВАНИЕ:

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



**Устройство сброса
шаров для проведения
многостадийных ГРП**



ПРОИЗВОДСТВО:

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



**Муфта МГР,
переходные катушки,
фланцы, переводники –
любых типоразмеров**



**Установка нагрева
технологических
жидкостей**

г. Нижневартовск,
отдел маркетинга: (3466) 311-936, 311-937
info@r-faktor.ru / www.r-faktor.ru



Schoeller-Bleckmann
Darron Russia



Оптимальный выбор для работы с ГНКТ



Производительность. Скорость. Надежность



Циркуляционный переводник PBL 2 1/8"



100% защита КНБК

Стимулирующие обработки

Улучшенная очистка ствола скважины

www.sbdr.ru +7 (3496) 34 26 02 sbdr_operation@sbdr.ru