

Coiled/tubing

ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА *times*

издается с 2002 года / has been published since 2002

1 (075), Март / March 2021

www.cttimes.org

**21-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ
«КОЛТЮБИНГОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ, ГРП,
ВНУТРИСКВАЖИННЫЕ РАБОТЫ»**

**21ST INTERNATIONAL COILED TUBING, HYDRAULIC
FRACTURING AND WELL INTERVENTION CONFERENCE**

**ЦИФРОВАЯ ТРАНСФОРМАЦИЯ В НЕФТЕГАЗОВОЙ
ОТРАСЛИ**

DIGITAL TRANSFORMATION IN THE OIL & GAS INDUSTRY

**КОЛТЮБИНГОВОЕ БУРЕНИЕ БОКОВЫХ ОТВЕТВЛЕНИЙ С
ПРИМЕНЕНИЕМ СИСТЕМЫ НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ**

**DRILLING LATERAL CHANNELS USING COILED TUBING
DIRECTIONAL DRILLING SYSTEM**

**ИНТЕГРАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЙ ВНУТРИСКВАЖИННЫХ
РАБОТ И БУРЕНИЯ СТАНЕТ СТАНДАРТНОЙ ПРАКТИКОЙ
В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ**

**HOW WELL INTERVENTION AND DRILLING
TECHNOLOGIES INTEGRATION WILL BE THE NEXT
NORMAL FOR O&G INDUSTRY**

**ТЕЗИСЫ КОНФЕРЕНЦИИ ПО КОЛТЮБИНГОВЫМ
ТЕХНОЛОГИЯМ И ВНУТРИСКВАЖИННЫМ РАБОТАМ
SPE/ICOTA 2020 (ЧАСТЬ 3)**

**SPE/ICOTA COILED TUBING & WELL INTERVENTION
CONFERENCE 2020 ABSTRACTS (PART 3)**



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

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



75



ESTM

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



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

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





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



**ГИДРАВЛИЧЕСКОГО
РАЗРЫВА ПЛАСТА**



**КОЛТЮБИНГОВЫХ
ТЕХНОЛОГИЙ**



**ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ
СКВАЖИН**



ОПЫТА



ИЗГОТОВЛЕНИЕ
ПО ИНДИВИДУАЛЬНОМУ
ТЕХНИЧЕСКОМУ ЗАДАНИЮ



ШИРОКАЯ СЕТЬ
СЕРВИСНЫХ
ЦЕНТРОВ



ПОЛНЫЙ ЦИКЛ
ЗАВОДСКИХ
ИСПЫТАНИЙ



ПОДТВЕРЖДЁННОЕ
КАЧЕСТВО



СОБСТВЕННАЯ
СИСТЕМА
УПРАВЛЕНИЯ



ГРУППА ФИД - ВАШ ПАРТНЁР В ОБЛАСТИ ОБОРУДОВАНИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА

20
ЛЕТ

ОПЫТА



ИЗГОТОВЛЕНИЕ
ПО ИНДИВИДУАЛЬНОМУ
ТЕХНИЧЕСКОМУ ЗАДАНИЮ



ШИРОКАЯ СЕТЬ
СЕРВИСНЫХ ЦЕНТРОВ



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



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

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

The 22nd International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference

При поддержке Министерства энергетики РФ



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

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

Тематика:

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

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

Conference topics:

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

КОНТАКТЫ / CONTACTS:

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



РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ

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

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

ИЗДАТЕЛЬ

ООО «Время колтубинга»

ЖУРНАЛ ПОДГОТОВЛЕН К ВЫПУСКУ

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

АДРЕС РЕДАКЦИИ

119017 г. Москва, Пыжевский пер., д. 5, стр. 1, офис 224,
 Тел.: +7 499 788 91 24, тел./факс: +7 499 788 91 19.
 www.cttimes.org, e-mail: cttimes@cttimes.org
 Тираж: 6000 экз. Первый завод: 1000 экз.
 Журнал зарегистрирован Федеральным агентством по печати и массовым коммуникациям РФ.
 Регистрационный номер ПИ № ФС 77-55830 от 30.10.2013.

EDITORIAL BOARD

J. Attie, Vice President, International Sales, Global Tubing;
R. Akhmetshin, Deputy Director of "TagraS-RemServis" – the Head of the Enterprise "AktyubinskRemServis";
H. Bulyka, Editor-in-Chief;
K. Burdin, Doctor of Engineering, Coiled Tubing Geomarket Technical Engineer Schlumberger;
R. Clarke, Honorary Editor;
T. Green, Petroleum Engineering Specialist, ICoTA International Sr. Chair;
A. Korotchenko, Director, InTech, LLC;
A. Lapatsentava;
V. Laptev, Doctor of Engineering, Vice President of Euroasian Geophysical Society;
A. Ovsiankin, Deputy General Director, Packer Service LLC;
M. Silin, Doctor of Chemistry, Professor, Head of the Department of Chemical Technologies for the Oil and Gas Industry, Gubkin Russian State University of Oil and Gas;
S. Simakov, Well Intervention Manager of the Integrated Solutions Department for HRV of the Design and Functional Support Unit for the assets, Gazmromneft NTC LLC;
E. Shtakhov, Doctor of Engineering, Deputy Director General, "RosTEKtehnologii";
A. Tretiak, Doctor of Engineering, Professor, Member of the Russian Academy of Natural Sciences, Head of Oil and Gas Equipment and Technologies Department, SRSTU (NPI);
A. Trifonov, Chief Engineer of the Yamburg project, Gazpromneft-Zapolyarye LLC;
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";
S. Zagranichny, Director General, Temir Energy Central Asia LP.

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

PUBLISHER

Coiled Tubing Times, LLC

JOURNAL HAS BEEN PREPARED FOR PUBLICATION

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

ADDRESS OF EDITORIAL OFFICE

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

СЛОВО РЕДАКТОРА

Жизнь полна парадоксов. Я пишу из заснеженного (!) Техаса, где замерзли газовые скважины. Таких морозов, таких снегопадов здесь не было тридцать лет, когда бы температура упала ниже -10°C (14°F). Подобное я видел только в России с ее суровым климатом. В Техасе морозы вызвали настоящую технологическую катастрофу с человеческими жертвами и огромным ущербом. Еще бы: замерз самый «углеводородный» штат! Конечно, морозы – чрезвычайно редкое событие для наших широт и сложно кого-то обвинить в том, что оборудование добывающих и перерабатывающих предприятий не рассчитано на аномально низкие температуры.

Очевидно, форс-мажор предвидеть невозможно, о чем непременно упоминается в контрактах. Но поступательное развитие можно прогнозировать, отслеживая основные тренды на рынке. Эту стратегическую цель мы преследуем, ежегодно собирая Международную научно-практическую конференцию «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы». В данном номере журнала публикуется подробный отчет о 21-й такой встрече, состоявшейся, несмотря на ковидную пандемию и закрытые границы. По выводам в тексте отчета мы можем отследить некоторые ключевые тренды развития российского нефтесервисного рынка. Например:

- Нефтесервисный рынок стал четко рынком заказчика, причем ценовое давление постоянно растет. Возможное сжатие рынка грозит усложнением в работе независимых сервисных компаний, причем с рынка будут вытесняться те сервисные компании, которые не смогут предложить прогрессивные технологии.
- Будущее нефтегазового сервиса видится во внедрении новых технологий и отходе от стандартных операций.
- Развитие разработок плотных коллекторов приводит к росту спроса на инновационные технологии процесса гидравлического разрыва пласта.
- Основным драйвером рынка могут стать операции МГРП.
- Высокорасходный ГРП/МГРП становится все более востребованной технологией.
- Одной из перспективных технологий является кислотоструйное туннелирование.
- Предпочтительными способами доставки приборов на забой являются скважинный трактор или ГНКТ с запасованным кабелем.
- Колтюбинг повышенной прочности занимает уже порядка 25% глобального рынка.

Развитие нефтегазового сервиса не способны остановить никакие морозы – ни природные, ни политические. И так будет всегда, ну или, по крайней мере, до тех пор, пока нефть и газ не окажутся побеждены другими источниками тепла и света. Однако мой личный горизонт прогнозирования так далеко не простирается.

Рон Кларк



EDITORIAL

Life abounds in contradictions. I am writing from the snow-covered (!) Texas where gas wells got congealed with cold. For thirty years, Texas has not seen such frosts and snowfalls, with temperature dropping below -10°C (14°F). I have only met something like that in Russia with its harsh climate. In Texas, frosts have caused a true technological disaster causing fatalities and extensive damage. It is no surprising, with the most "hydrocarbonic" state being frozen! Of course, frosts are extremely rare for our latitudes, and it is hard to blame anybody for the equipment of producing and processing companies not being geared to cope with subnormal temperature.

A force majeure event is never to be foreseen, which is what any contract is sure to mention. However, we are able to forecast a progressive development by monitoring major market trends. We pursue this strategic goal holding every year the International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference. This issue contains a detailed report on the 21st Conference which was conducted despite the COVID pandemic and closed borders. The references made in the notes to the report help us to trace some of the key development trends at the Russian oil service market, including:

- Oilfield services market has clearly become a customer's market, and the price pressure is constantly growing. A possible shrinkage of the market threatens to complicate the work of independent service companies, and those service companies that cannot offer advanced technologies will be forced out of the market.
- The future of oil and gas services is seen in the introduction of new technologies and phase-out of standard operations.
- The development of tight reservoirs leads to an increased demand for innovative fracking technologies.
- Multistage fracturing operations can become the main market driver.
- High-flow hydraulic fracturing/multi-stage fracturing is becoming an increasingly popular technology.
- One of the promising technologies is acid jet tunneling.
- The preferred way of tool delivery to the well bottom is well tractor or CT with an injected cable.
- High strength coiled tubing already accounts for about 25% of the global market.

The development of oil and gas service is not to be stopped by any frosts, whether of natural, or political origin. And this will always be the case, at least until oil and gas are replaced with other sources of heat and light. However, my personal forecast horizon does not cover such distant prospects.

Ron Clarke

ПЕРСПЕКТИВЫ

6 Навстречу 22-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы»

8 21-я Международная научно-практическая конференция «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы»

42 **Юссеф Чаари**
Интеграция технологий внутрискважинных работ и бурения станет стандартной практикой в нефтегазовой отрасли

ТЕХНОЛОГИИ

50 **Ирек Адылгареев, Сергей Атрушкевич**
Колтюбинговое бурение боковых ответвлений с применением системы направленного бурения

66 **Годвин Чидибере Нвафор**
Цифровая трансформация: как понимать этот модный термин и каково положение дел в нефтегазовой отрасли

78 Тезисы Конференции по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам SPE/ICoTA 2020 (часть 3)

78 Секция 15. Технические решения для внутрискважинных работ в сложных условиях

84 Секция 16. Обмен знаниями на стендах VIII

86 Секция 17. Обмен знаниями на стендах IX

87 Секция 18. Обмен знаниями на стендах X

88 Секция 19. Обмен знаниями на стендах XI

90 Секция 20. Обмен знаниями на стендах XII

92 Секция 21. Обмен знаниями на стендах XIII

93 Секция 22. Обмен знаниями на стендах XIV

КОЛОНКА ЧЛЕНА РЕДАКЦИОННОГО СОВЕТА

98 **Сергей Симаков**
Сервисные компании, имеющие в своем арсенале более широкий спектр услуг, оказались в более выгодном положении

МАТЕРИАЛЫ

100 **М.К. Зенков, И.Р. Тимкин, К.М. Полякова, М.А. Куколкина, Л.Д. Макашева**

Чистая жидкость: применение синтетического гелеобразователя WP-SG для повышения эффективности операций ГРП

СОБЫТИЕ

102 Стоп-кадры 21-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы»

PROSPECTS

- 6** Towards the 22nd International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference
- 8** 21st International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference
- 42** **Youssef Chaari**
How Well Intervention and Drilling Technologies Integration will be the Next Normal for O&G Industry

TECHNOLOGIES

- 50** **Irek Adylgareev, Sergei Atrushkevich**
Drilling Lateral Channels Using Coiled Tubing Directional Drilling System
- 66** **Godwin Chidiebere Nwafor**
Digital Transformation; Understanding the Buzzword and the Current State in the Oil & Gas Industry
- 78** SPE/ICoTA Coiled Tubing & Well Intervention Conference 2020 Abstracts (Part 3)
- 78** *Session 15: Intervention Solutions in Challenging Environments*
- 84** *Session 16: Knowledge Sharing ePosters VIII*

- 86** *Session 17: Knowledge Sharing ePosters IX*
- 87** *Session 18: Knowledge Sharing ePosters X*
- 88** *Session 19: Knowledge Sharing ePosters XI*
- 90** *Session 20: Knowledge Sharing ePosters XII*
- 92** *Session 21: Knowledge Sharing ePosters XIII*
- 93** *Session 22: Knowledge Sharing ePosters XIV*

COLUMN OF THE MEMBER OF THE EDITORIAL BOARD

- 98** **Sergey Simakov**
Service Companies with a Wider Range of Services in Their Arsenal Are in a Better Position

MATERIALS

- 100** **M. Zenkov, I. Timkin, K. Polyakova, M. Kukolkina, L. Makasheva**
Pure Fluid: Application of Synthetic Gelling Agent WP-SG to Increase the Efficiency of Fracturing Operations

EVENT

- 102** Screenshots of the 21st International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference

22-я Международная научно-практическая конференция «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы» The 22nd International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference

При поддержке Министерства энергетики РФ



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

Конференция состоится в ноябре 2021 года в Москве

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

Официальная поддержка: Министерство энергетики Российской Федерации.

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

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

Их тематика:

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

Торжественный прием.

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

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

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

The conference will be held on November 2021 in Moscow

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

Supported by the Ministry of Energy of the Russian Federation.

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

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

Topics of the sessions:

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

Welcome Reception.

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

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

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

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

The 22nd International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference

При поддержке Министерства энергетики РФ



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

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

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

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

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

Вы не только получите исчерпывающую информацию о самых свежих технических и технологических инновациях мирового и российского нефтегазосервисного 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

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 22nd 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

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

21st International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference

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

Она прошла в очном формате 26-27 ноября 2020 года в Москве, в гостинице «Новотель Москва Сити», и транслировалась в сети Интернет, так что онлайн в ее секциях насчитывалось практически вдвое больше участников, чем офлайн. Соотношение 100+ в Сети к 50 в зале. В условиях пандемии были предприняты все возможные меры защиты: хорошая вентиляция зала, специальная рассадка, учитывающая требования социального дистанцирования, использование средств индивидуальной защиты.

Организаторами мероприятия традиционно выступили российское отделение Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA-Россия) и редакция научно-практического журнала «Время колтюбинга. Время ГРП». Официальную поддержку конференции оказало Министерство энергетики Российской Федерации.

Спонсорскую поддержку оказали: Группа ФИД и NOV Fidmash (золотые спонсоры), компания «Шлюмберже» (серебряный спонсор), ESTM и ООО «Пакер Сервис» (спонсоры), СЗАО «Новинка» (спонсор отдельной секции).

Международная научно-практическая конференция «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы» – старейший в России форум, главное событие в календаре российского отделения ICoTA. Мероприятие каждый год собирает свою целевую аудиторию – представителей нефтегазосервисных, нефтегазодобывающих, производящих оборудование и материалы для высокотехнологичного нефтегазового сервиса компаний. И нынешний год не стал исключением, несмотря на фактор пандемии.

В 21-й встрече приняли участие делегаты из разных регионов Российской Федерации, США, Китая, Турции, Беларуси, Германии, ОАЭ. Они представляли

21-st International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference was held.

It was held in the face-to-face format on November 26-27, 2020 in Moscow at the Novotel Moscow City hotel and was broadcasted on the Internet, so there were almost twice as many participants online than offline. There were 100+ participants online compared to 50 at the venue. In the context of the pandemic, all possible protective measures were taken: good ventilation of the room, special seating, taking into account social distancing requirements, use of personal protective gear.

The event was traditionally organized by the Russian chapter of the Intervention and Coiled Tubing Association (ICoTA-Russia) and the Coiled Tubing Times journal. The official support was provided by the Ministry of Energy of the Russian Federation.

Sponsorship was provided by: FID Group and NOV Fidmash (gold sponsors), Schlumberger (silver sponsor), ESTM and Packer Service (sponsors), Novinka (sponsor of a separate session).

International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention

Программа включала шесть секций, вместивших 34 доклада.

The conference included six sessions, comprising the total of 34 presentations.



78 структур, в том числе компании «Газпром», «Газпромнефть НТЦ», «Пакер Сервис», «Татнефть», «Шлюмбергер», «ТаграС-РемСервис», «ФракДжет-Волга», Weatherford, Baker Hughes, «Белоруснефть», «Мекаминейфть», ПКФ «ГИС НефтеСервис», «ИВА СЕРВИС», Группа ФИД, NOV Fidmash, NOV Quality Tubing, NOV «Евразия», NOV Oilfield Services Vostok, BP Russia, Baker Huges, «КОМГАЗ», СЗАО «Новинка», «РИАТ», «ОЙЛ ЭНЕРДЖИ», НПФ «Пакер», Schoeller-Bleckmann Darron Russia, CoilDRILLING Consultancy, «Ижнефтемаш», НК «Югранефтепром», «ВеллПроп», The WellBoss Company, Uni-Arab Engineering & Oilfield Services, ESTM, SHINDA, Tenaris, «Джерри-Нефтегазовое оборудование» и др.

Конференцию открыл председатель ICoTA-Россия, к. т. н. *Константин Бурдин*: «Рад приветствовать участников очередной, 21-й конференции, которая проходит в двух форматах в очень сложное время. Нынешний год стал испытанием для всех нас: и для сервисных компаний, и для производителей техники и гибких труб, и для добывающих компаний. Хотя в последнее время нефтяные цены несколько отыгрывают позиции, никто не возьмется прогнозировать, как долго сохранится эта тенденция. Технологии не стоят на месте, и в предстоящие два дня мы услышим множество интересных докладов».

Программа 21-й конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы» оказалась максимально насыщенной. Двойной очно-заочный формат позволил коллегам из-за океана полноценно озвучить свои сообщения и ответить на вопросы аудитории. Часть докладов была записана заранее, но основная программа была озвучена в зале с трибуны конференции.

Программа включала шесть секций, вместивших 34 доклада. Велся синхронный перевод.

Первую секцию открыло выступление руководителя аналитической группы RPI Research & Consulting, *Вадима Кравца* «**Сценарный прогноз развития российского нефтесервисного рынка, включая его сегменты – колтюбинг и ГРП**», в котором

Нефтесервисный рынок стал четко рынком заказчика, причем ценовое давление постоянно растет. Возможное сжатие рынка грозит усложнением в работе независимых сервисных компаний, причем с рынка будут вытесняться те сервисные компании, которые не смогут предложить прогрессивные технологии.

Oilfield services market has clearly become a customer's market, and the price pressure is constantly growing. A possible shrinkage of the market threatens to complicate the work of independent service companies, and those service companies that cannot offer advanced technologies will be forced out of the market.

Conference is the oldest forum in Russia and the main event in the calendar of the Russian chapter of ICoTA. Every year the event gathers its target audience – representatives of oilfield service companies, oil and gas production companies, equipment and materials manufacturers for high-tech oil and gas services. And this year was no exception, despite the pandemic.

The 21-st meeting was attended by delegates from different regions of the Russian Federation, USA, China, Turkey, Belarus, Germany, the United

Arab Emirates. They represented 78 companies, including Gazprom, Gazpromneft NTC, Packer Service, Tatneft, Schlumberger, TagraS-RemService, FracJet-Volga, Weatherford, Baker Hughes, Belarusneft, Mekamineft, PKF GIS Nefteservis, IVA SERVICE, FID Group, NOV Fidmash, NOV Quality Tubing, NOV Eurasia, NOV Oilfield Services Vostok, BP Russia, Baker Huges, KOMGAZ, Novinka, RIAT, OIL ENERGY, NPF Packer, Schoeller-Bleckmann Darron Russia, CoilDRILLING Consultancy, Izhneftemash, NK Yugranefteprom, WellProp, The WellBoss Company, Uni-Arab Engineering & Oilfield Services, ESTM, SHINDA, Tenaris, Jerry-Oil and Gas Equipment, etc.

The conference was opened by *Konstantin Burdin*, Ph.D., Chairman of ICoTA-Russia: "I am glad to welcome the participants of the 21-st conference, which is being held in two formats at a very difficult time. This year has become a test for all of us: for service companies, for equipment and coiled tubing manufacturers, and for production companies."





Основным драйвером рынка могут стать операции МГРП.
Multistage fracturing operations can become the main market driver.

Although oil prices have been winning their positions back recently, no one will undertake to predict for how long this trend is going to

continue. Technology does not stand still, and in the next two days we will hear many interesting presentations."

The program of the 21st International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference was very intense. The dual offline and online format allowed colleagues from overseas to make their presentations and answer questions from the audience. Some presentations were recorded in advance, but the majority of presentations in the agenda were delivered from the rostrum of the conference.

The conference included six sessions, comprising the total of 34 presentations. Simultaneous interpretation was provided.

The first session was opened by the head of RPI Research & Consulting analytical group *Vadim Kravets*. His presentation "**Scenario Forecast for the Development of the Russian Oilfield Services Market, Including Its Segments – Coiled Tubing and Hydraulic Fracturing**" outlined the vision of the entire oilfield services market and, in particular, its specialized segments of coiled tubing and hydraulic fracturing. In the context of market volatility RPI analysts used the one indicator – oil price – to develop three

scenarios: optimistic, neutral and negative. It was noted that the situation at the oil production market will remain unstable in the medium

всего нефтесервисного рынка и, в частности, его специализированных сегментов колтюбинга и ГРП. Аналитиками RPI в условиях неустойчивости рынка, исходя из основного показателя – цены на нефть, были разработаны три сценария: оптимистический, нейтральный и негативный. Было отмечено, что неустойчивое положение на добычном рынке сохранится в достаточно большой среднесрочной перспективе. Особое внимание докладчик обратил на то обстоятельство, что нефтесервисный рынок стал четко рынком заказчика, причем ценовое давление постоянно растет. Возможное сжатие рынка грозит усложнением в работе независимых сервисных компаний, причем с рынка будут вытесняться те сервисные компании, которые не смогут предложить прогрессивные технологии.

Упавший в 2019 году сегмент КРС потянул за собой и сегмент колтюбинга. При нейтральном сценарии некоторое падение количества колтюбинговых операций будет наблюдаться до 2022 года, при оптимистическом восстановление рынка произойдет в 2021 году, при негативном падение может продлиться до 2023 года. Основным драйвером рынка могут стать операции МГРП. В 2019 году рынок ГРП, если разложить его на подсегменты, был немного вытянут операциями ГРП на переходном фонде, в количественном соотношении упали операции одностадийного ГРП в наклонно-направленных скважинах, но очень сильно вырос, особенно в ценовом отношении, сегмент МГРП. Поэтому можно предположить, что сегмент МГРП и дальше будет тянуть вверх весь этот рынок, в том числе за счет ввода горизонтальных скважин, на которых и будет производиться

Портфель докладов конференции можно условно разделить на три раздела: технологии, оборудование, непосредственно гибкая труба.
All conference presentations can be divided into three categories: technologies, equipment and coiled tubing itself.



гидроразрыв. При оптимистическом сценарии на сегмент ГРП в 2030 году придется в денежном выражении более 80% всего нефтесервисного рынка. При негативном сценарии рост будет значительно скромнее, причем большое влияние способен оказать возможный демпинг со стороны китайских компаний, которые могут появиться на рынке.

Портфель докладов конференции можно условно разделить на три раздела: технологии, оборудование, непосредственно гибкая труба.

Технологии

Главный фокус программы был традиционно направлен на прогрессивные технологии, представление которых прошло под эгидой инженерного сообщества ICoTA-Россия.

Эксперт Центра компетенций по технологиям строительства и ремонта скважин блока экспертизы и функционального развития ООО «Газпромнефть НТЦ» *Сергей Симаков* выступил с докладом **«Кислотоструйное туннелирование с ГНКТ в периметре компании»**.

Инициативы с ГНКТ были озвучены ПАО «Газпромнефть» в начале 2020 года. Речь шла о бурении с ГНКТ, увеличении зоны дренирования скважины и применении нового материала в ГНКТ.

Будущее нефтегазового сервиса видится во внедрении новых технологий и отходе от стандартных операций. Одной из перспективных технологий является кислотоструйное туннелирование (КСТ), которое предполагает создание в продуктивном интервале протяженных боковых стволов с использованием естественного свойства карбонатных пород. В основу КСТ положен метод воздействия на пласт энергии потока кислотной струи, в результате чего нефть из ранее недоступных пропластков попадает в скважину.

«Газпромнефть-Оренбург» совместно с «Газпромнефть НТЦ» был разработан рентабельный кейс повышения нефтеотдачи, позволяющий в три раза увеличить добычу нефти из низкопроницаемых пропластков.

Докладчиком было представлено применяемое оборудование, перечислен состав КНК, описан ход выполнения работ, отклонения в его процессе и полученные результаты. Отмечено, что КСТ способно стать экономически обоснованной заменой некоторых привычных технологий.

Директор по развитию бизнеса ООО «Пакер Сервис» *Анатолий Кичигин* рассказал **об интегрированном подходе к решению геологических вызовов.**

Будущее нефтегазового сервиса видится во внедрении новых технологий и отходе от стандартных операций. Одной из перспективных технологий является кислотоструйное туннелирование.

The future of oil and gas services is seen in the introduction of new technologies and phase-out of standard operations. One of the promising technologies is acid jet tunneling.



term. The speaker drew particular attention to the fact that the oilfield services market has clearly become a customer's market, and the price pressure is constantly growing. A possible shrinkage of the market threatens to complicate the work of independent service companies, and those service companies that cannot offer advanced technologies will be forced out of the market.

The well workover segment that collapsed in 2019 pulled the coiled tubing segment down along with it. Under the neutral scenario, a slight drop in the number of coiled tubing operations will be observed until 2022; under the optimistic scenario, the market will recover in 2021; under the negative scenario, the decline may last until 2023. Multistage fracturing operations can become the main market driver. In 2019 the hydraulic fracturing market, if decomposed into subsegments, was slightly pulled off by frac operations on legacy wells; in quantitative terms, single-stage hydraulic fracturing operations in directional wells decreased, but the multi-stage hydraulic fracturing segment grew very much, especially price-wise. Therefore, it can be assumed that the multistage fracturing segment will continue to pull up the entire market, including through the commissioning of horizontal wells,

which will require hydraulic fracturing. Under the optimistic scenario, the hydraulic fracturing segment in 2030 will account for more than 80% of the total oilfield services market in monetary terms. In a negative scenario, growth will be much more modest, and possible price dumping by Chinese companies, which may appear on the market, can have a big impact.

All conference presentations can be divided into three categories: technologies, equipment and coiled tubing itself.

Technologies

The conference was traditionally focused on progressive technologies, which were presented under the auspices of the ICoTA-Russia engineering community.

Sergey Simakov, Expert of the Competence Center for Well Construction



Доклад был сфокусирован на работах, проведенных интегрированным сервисом компании в сложных геологических условиях Восточно-Мессояхского нефтегазоконденсатного месторождения, расположенного на севере Ямало-Ненецкого АО. Основным объектом разработки является сеноманская часть покурской свиты. Залежи характеризуются высокой степенью латеральной неоднородности и вертикальной расчлененности и аномально низким соотношением коэффициентов подвижности нефть: вода – 1:30. Пласт представляет собой слабо консолидированный песчаник с низкими деформационно-прочностными свойствами и малой глубиной залегания (750–800 м). Для борьбы с пескопроявлениями были успешно использованы химические, физико-химические и механические методы, в том числе с использованием ГНКТ.

Исторически разработку Восточно-Мессояхского месторождения можно разделить на две фазы, которые требуют принципиально разных технологий. Докладчик подробно остановился на фазе 2, поставившей следующие задачи:

- разработка пластов, расположенных на глубине 3200 метров;
- аномально высокое пластовое давление с коэффициентом аномальности 1,71;
- высокое газосодержание и отсутствие контактов с водой;

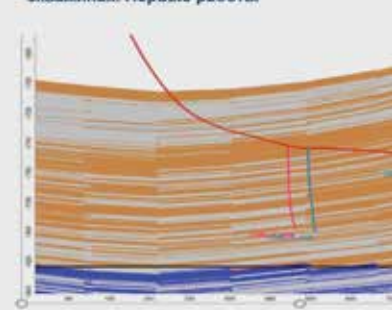
Был разработан комплекс мер по созданию дополнительной гидропескоструйной перфорации в необходимом интервале со сложным дохождением ГНКТ. В результате скважина вышла на режим фонтанирования, были достигнуты рекордные показатели по дебитам.

Therefore, a set of measures was developed to create additional sand-jet perforations in the required interval which was difficult to reach by CT. As a result, the well started to flow, record-high flow-rates were achieved.



ПОЛУЧЕННЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ

Технология испытана на 6 скважинах. Первые работы



and Workover Technologies, Expertise and Functional Development Block of Gazpromneft STC, made a presentation “Coiled Tubing Acid Jet Tunneling Within the Company’s Perimeter”.

Coiled tubing initiatives were announced by Gazpromneft in early 2020. It was about coiled tubing drilling, increasing drainage area of a well and using new material in coiled tubing.

The future of oil and gas services is seen in the introduction of new technologies and phase-out of standard operations. One of the promising technologies is acid jet tunneling, which involves creation of extended sidetracks in the producing interval using natural properties of carbonate rock. Acid tunneling means

that the energy of an acid jet impacts the formation reaching previously inaccessible streaks and releasing additional oil.

Gazpromneft-Orenburg jointly with Gazpromneft STC developed a cost-effective case for enhanced oil recovery, which allows to triple oil production from low-permeability streaks.

The speaker presented the equipment used, listed the BHA composition, described the progress of work, deviations and the results obtained. It was noted that acid tunneling can become an economically viable substitute for some conventional technologies.

Anatoly Kichigin, Business Development Director of Packer

Service, spoke about an **integrated approach to solving geological challenges**.

The presentation was focused on the works carried out by the company's integrated services unit in the difficult geological conditions of the East Messoyakha oil and gas condensate field located in the north of the Yamalo-Nenets Autonomous Okrug. The main development area is the Cenomanian part of the Pokur suite. The

- сложный минералогический состав пород-коллекторов с высоким содержанием цеолитов оказывают значительное влияние на работу призабойной зоны;
- более легкая нефть, чем основной объект разработки, расположенный в 800 м от поверхности;
- температура превышает отметку +80 °С.

Кичигин рассказал о проведенных работах, в том числе в горизонтальной скважине с очень сложной траекторией, с пластовым давлением 490 атм, глубиной 5290 м. Требовалось активировать муфты МГРП, восстановить приемистость и получить стабильный приток. После проведения комплексной оценки геологических данных объекта к работе



были привлечены флот ГРП и флот ГНКТ. Активация портов МГРП оказалась невозможна в связи с рядом осложнений. Поэтому был разработан комплекс мер по созданию дополнительной гидropескоструйной перфорации в необходимом интервале со сложным дохождением ГНКТ. В результате скважина вышла на режим фонтанирования, были достигнуты рекордные показатели по дебитам, была получена легкая нефть, что позволило перейти к дальнейшим работам по реализации фазы 2. В результате данных работ были подтверждены потенциал объектов фазы 2 и сложный минералогический состав пород-коллекторов с содержанием цеолитов, оказывающий значительное влияние на работу призабойной зоны. Доказано, что для инициации потока требуется применение гидropескоструйной перфорации на ГНКТ в условиях АВДП.

Никита Корнаков, также представлявший ООО «Пакер Сервис», рассказал о **комбинировании альтернативных жидкостей ГРП**. Полимеры на основе гуара надежно зарекомендовали себя в качестве основы жидкостей ГРП благодаря лучшим песконесущим качествам в широком диапазоне концентраций гелеобразователя и обеспечению

Развитие разработок плотных коллекторов приводит к росту спроса на инновационные технологии процесса гидравлического разрыва пласта.

Thus, the development of tight reservoirs leads to an increased demand for innovative fracking technologies.

deposits are characterized by a high degree of lateral heterogeneity and vertical dissection, and an abnormally low oil-to-water mobility ratios – 1:30. The reservoir is a weakly consolidated sandstone with low deformation and strength properties and shallow oil deposits (750–800 m). Chemical, physicochemical and mechanical methods, including CT operations, have been successfully used to combat sand screenout.

Historically, the development of the East Messoyakha field can be divided into two phases, which require fundamentally different technologies. The speaker elaborated on Phase 2, which had the following features:

- Development of reservoirs located at a depth of 3200 meters;
- Abnormally high reservoir pressure with an anomaly ratio of 1.71;
- High gas content and lack of contact with water;
- Complex mineralogical composition of reservoir rocks with high content of zeolites has a significant impact on the operation of the bottomhole zone;
- Lighter oil than the main

production target located 800 m below the surface;

- The temperature exceeds + 80 °С.

Mr. Kichigin told about the operations carried out, including in a horizontal wellbore with a very complex trajectory, with reservoir pressure of 490 bar and the depth of 5290 meters. It was required to activate the multistage hydraulic fracturing sleeves, restore injectivity and obtain a stable inflow. After a comprehensive assessment of the geological data, the hydraulic fracturing fleet and the CT fleet were involved. The activation of the multistage fracking ports turned out to be impossible due to a number of complications. Therefore, a set of measures was developed to create additional sand-

jet perforations in the required interval which was difficult to reach by CT. As a result, the well started to flow, record-high flow-rates were achieved, light oil was obtained, which made it possible to proceed with the further implementation of Phase 2. As a result of these operations, the potential of the Phase 2 target areas was confirmed, the complex mineralogical composition of the reservoir rocks with a zeolite content was confirmed, which has a significant impact on the operation of the bottomhole zone. It has been proven that the well flow initiation requires CT-conveyed sand-jet perforation under the conditions of abnormally high reservoir pressure.

Nikita Kornakov, who also represented Packer

закачки больших объемов проппанта с высокой концентрацией.

Тем не менее зачастую требуется проведение ГРП в сложных геологических условиях, в частности при наличии слабых межпластовых перемычек, отделяющих нефтенасыщенный пласт от водонасыщенного, прорыв которых увеличивает риск обводнения продукции скважины. Для снижения этого риска применяют различные методы: снижение

вязкости жидкости ГРП, уменьшение объема жидкости и расхода закачки. Понижение вязкости традиционных жидкостей на основе гуара (вплоть до вязкости линейного геля) неизбежно сопровождается значительным выпадением проппанта и ведет к его неравномерному распределению в трещине по высоте, что, в свою очередь, обуславливает потенциальное снижение проводимости трещины, а также значительно повышает риск преждевременной остановки операции ГРП. Таким образом, развитие разработок плотных коллекторов приводит к росту спроса на инновационные технологии процесса гидравлического разрыва пласта.

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

Был проведен высокорасходный гидравлический разрыв пласта с использованием данной системы. При производстве работ на скважине проводился микросейсмический мониторинг.

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

Заместитель начальника – главный



В компании «Татнефть» совместно с заказчиками был реализован проект бурения каналов малого диаметра с последующей динамической стимуляцией.

TATNEFT, together with its customers, implemented a project of drilling small-diameter channels with subsequent dynamic stimulation.

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

Nevertheless, it is often required to carry out hydraulic fracturing in difficult geological conditions, in particular, in case of weak interstratal walls separating

the oil-saturated reservoir from the water-saturated one, the breakthrough of which increases the risk of watering the well fluid. To reduce this risk, various methods are used: reducing the viscosity of the fracturing fluid, reducing the fluid volume and injection rate. A decrease in the viscosity of





инженер ООО «ТаграС-РемСервис» предприятия «АктыубинскРемСервис» *Ирек Адылгареев* и главный конструктор – первый заместитель директора СЗАО «Новинка» (Группа ФИД) *Сергей Атрушкевич* выступили с совместным докладом **«Ориентированное бурение боковых ответвлений»**.

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

Дальнейшей точкой роста технологии является колтюбинговое бурение из обсаженных эксплуатационных колонн и скважин и возможность бурения из вертикальных скважин с радиусом бурения менее 20 метров.

Further growth point of this technology is coiled tubing drilling from the cased production strings and wellbores and the possibility of drilling from vertical wells with a drilling radius of less than 20 meters.

traditional guar-based fluids (up to the viscosity of a linear gel) is inevitably accompanied by significant proppant screenout and leads to its uneven height distribution in the fracture, which, in turn, leads to a potential decrease in fracture conductivity, and also significantly increases the risk of premature fracturing shutdown. Thus, the development of tight reservoirs leads to an increased demand for innovative fracking technologies.

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

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

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

Irek Adylgareev, Deputy Chief – Chief Engineer TagraS-RemService of AktyubinskRemService, and *Sergey Atrushkevich*, Chief Designer – First Deputy Director of Novinka (FID Group) made a joint presentation on **oriented lateral drilling**.

The presentation was focused on the technology of drilling small-diameter horizontal laterals to extract hard-to-recover reserves from heterogeneous tight reservoirs. Recently, the operational vector of TATNEFT has been shifting towards fields composed of carbonate rocks that are classified as hard-to-recover ones with a total share of unrecovered reserves of 57%. The total

share of recovered reserves is 21%. The process of reservoir exploitation is complicated by the presence of natural fractures extending in the vertical direction, the absence of reservoir pressure maintenance systems and the close location of water-saturated formations, which together increase the risks of water breakthrough, especially when using reservoir stimulation methods. It is important to emphasize that a significant proportion of carbonate target production zones are operated using open-hole horizontal wellbores, in which multiple acid treatments do not bring economically feasible results and their effect does not last sufficient time. TATNEFT, together with its customers, implemented a project of drilling small-diameter channels with subsequent dynamic stimulation. In the process of testing, various methods of creating channels have been tried – from

бурения каналов малого диаметра с последующей динамической стимуляцией. В процессе тестирования были опробованы различные приемы создания каналов – от создания нескольких каналов небольшой длины (30–50 м) до единичных каналов длиной 100 м. Наилучшие результаты показало создание более протяженных каналов длиной около 100 м. Прирост дебита составил 195%. Важное значение с точки зрения результативности имеет очистка каналов от частиц выбранной породы. Простая закачка кислоты в канал приносила на 40% меньший результат по сравнению с полноценной гидромониторной резкой при высоком давлении в пробуренном канале. При этом с увеличением удельных объемов кислоты с 40 до 200 л на метр и глубины воздействия наблюдался значительный прирост добычи. Важным фактором является отклонение канала от основного ствола.



creating several short-length channels (30–50 meters) to single channels 100 meters long. The best results were shown by the creation of more extended channels of about 100 meters long. Well yield increased by 195%. Cleaning channels from rock particles is important to achieve better performance. Simple injection of acid into the channel brought 40% worse result compared to

full-fledged high-pressure jetting in the drilled channel. Oil production raised considerably with the increase of acid volumes from 40 to 200 liters per meter and with deepening of the treatment. The deviation of the channel from the main wellbore proved to be an important factor. Small deviation of a new channel from the bottomhole (up to 5 meters) is less efficient compared to the channels with more than 5 meters of deviation. The difference in the additional oil production is 95% and 180% respectively. These figures were recorded for further analysis.

As a result of all these operations the optimal combination of technological solutions was discovered and potential growth points were identified. In the course of the project implementation, research and development was carried out aimed at creating new products.

In January 2019 a contract with Novinka was signed that envisaged experimental works to invent a BHA for steerable CT drilling. The presentation contained information about the composition of the directional drilling BHA, surface equipment, and about features and advantages of individual modules. The sequence of works was also listed. Further growth point of this technology is coiled tubing drilling from the cased production strings and wellbores and the possibility of drilling from vertical wells with a drilling radius of less than 20 meters.

Representatives of **Schlumberger** covered a range of topics in their presentations. Well logging



Фазы проекта «Мессояха»



Небольшой суммарный отход нового канала от забоя (до 5 м) дает незначительный результат по сравнению с каналами, имеющими отход 5 м и более. Разница в увеличении прироста дебита нефти составляет соответственно 95 и 180%. Эти цифры были зафиксированы для дальнейшего анализа. В результате проведенных работ была найдена оптимальная комбинация технологических решений при бурении боковых каналов, определены потенциальные точки роста. В процессе реализации проекта были проведены НИОКР по созданию научно-технической продукции. В январе 2019 года был заключен договор с СЗАО «Новинка» по реализации опытных работ по созданию компоновки по управляемому бурению на ГНКТ. В докладе был дан полный состав компоновки для направленного бурения, а также наземного оборудования, отмечены особенности и преимущества отдельных модулей. Перечислена последовательность работ. Дальнейшей

Предпочтительными способами доставки приборов на забой являются скважинный трактор или ГНКТ с запасованным кабелем.

The preferred way of tool delivery to the well bottom is well tractor or CT with an injected cable.

точкой роста технологии является колтюбинговое бурение из обсаженных эксплуатационных колонн и скважин и возможность бурения из вертикальных скважин с радиусом бурения менее 20 метров.

Целый ряд проблем осветили представители компании «Шлюмберже». Технический эксперт по ГИС *Ерлан Иссабеков* предложил **эффективную диагностику скважин, для оптимизации разработки месторождений**. Доклад был сфокусирован на типичных проблемах скважин, требующих диагностики, важности подготовки скважины к исследованиям, сложностях проведения исследований в горизонтальных скважинах. Были представлены карта выбора эффективного комплекса для скважинных условий и примеры решения задач с помощью ПГИ. Особое внимание было обращено на варианты подготовки скважины к исследованиям: КРС, ГНКТ – фрезерование и шламоуловитель, трактор – платформа ReSolve (фрезерование, шламоуловитель, магнит). Были охарактеризованы сложности в определении многофазового профиля притока в горизонтальных скважинах, выведена формула расчета дебита при многофазном потоке, представлен комплексный прибор для ПГИ (FSI-HD). Один из сделанных выводов: предпочтительными способами доставки приборов на забой являются скважинный трактор или ГНКТ с запасованным кабелем. Важнейшим аспектом является предварительная подготовка скважины к исследованиям.

Инженер компании «Шлюмберже» *Владимир Степанов* выступил с докладом **«Проливая свет на работы с ГНКТ в скважинах с многостадийным заканчиванием»**. В докладе была представлена методология, которая была применена на Тенгизском месторождении, расположенном в Казахстане, при проведении кислотных обработок с ГНКТ. Площадь месторождения составляет около 400 км²,

Activ – это совокупность наземного и забойного оборудования, соединенного опτικο-волоконным кабелем, лежащим внутри ГНКТ.

Activ is a set of surface and downhole equipment connected by fiber-optic cable inside the CT.

expert *Yerlan Issabekov* proposed **effective well diagnostics to improve productivity**. The presentation focused on typical problems of wells requiring diagnostics, the importance of preparing a well for survey, on survey difficulties in horizontal wellbores. The speaker

presented a map to select effective set of diagnostic operations depending on well conditions and gave examples of problems solved with the help of logging. Particular attention was paid to preparing a well for the survey: workover, CT – milling and cuttings trap, tractor – ReSolve platform (milling, sludge trap, magnet). Difficulties in determining the multi-phase inflow profile in horizontal wells were described; the formula for calculating flow rate in case of multi-phase flow was determined, and an integrated logging tool (FSI-HD) was presented. One of the conclusions is as follows: the preferred way of tool delivery to the well bottom is well tractor or CT with an injected cable. The most critical aspect is to properly prepare a well for a survey.

Vladimir Stepanov, Engineer at Schlumberger, **shedded light on CT operations in multi-stage wells**. He presented the methodology that was applied at the Tengiz field in Kazakhstan during CT-conveyed acid treatment. The area of the field is about 400 km²; the thickness of the oil reservoir reaches 1600 meters; oil reserves are estimated at up to 3.1 billion tons; annual production is 20–30 million tons. It is a carbonate field with 13–14% H₂S content in crude oil. In order to address the issues arising from different types of well completion, it was decided to implement multi-stage completion. This type of completion involves the use of an uncemented string equipped with swellable packers, which allows separating the producing zones. Each zone is accessible via a port that can be configured in various positions. Port positions can be changed by coiled tubing or during wireline operations. Activ-type solutions were applied, involving the use of fiber-optic technologies with coiled tubing. Activ is a set of surface and downhole equipment connected by fiber-optic cable inside the CT. The scheme and principle of operation of the surface equipment, as well as the BHA design were demonstrated. The second part of the presentation was devoted to distributed telemetry and its applications.

Rustem Sunagatov, Coiled Tubing Customer Engagement Coordinator, Schlumberger, spoke about **successful retrieval of first installed velocity string – a case study from the Middle East**.

A Velocity string (VS) was installed to increase production rates and minimize the problem of fluid injection in a gas well. After successful



высота нефтяной залежи доходит до 1600 м, запасы нефти находятся в пределах 3,1 млрд т, ежегодная добыча составляет 20–30 млн т. Это карбонатное месторождение с содержанием H_2S в сырой нефти 13–14%. Для того чтобы унифицировать вопросы, возникающие при различных типах заканчивания скважин, было принято решение



внедрить многостадийное заканчивание. Этот тип заканчивания заключается в использовании незацементированной колонны, оснащенной набухающими пакерами, что позволяет разделить продуктивные интервалы. Каждый интервал доступен посредством порта, который может быть настроен в различные положения. Положения портов могут быть изменены посредством ГНКТ или во время канатно-тросовых работ. Были применены решения семейства Activ, предполагающие использование оптико-волоконных технологий с ГНКТ. Activ – это совокупность наземного и забойного оборудования, соединенного оптико-волоконным кабелем, лежащим внутри ГНКТ. Была продемонстрирована схема и принцип действия наземного оборудования, а также конструкция забойной компоновки. Вторая часть доклада была посвящена распределенной телеметрии и ее применению.

Координатор по работе с заказчиками колл-центра компании «Шлюмбергер» **Рустем Сунагатов на основе анализа примера работ, проведенных на Ближнем Востоке, рассказал об успешном извлечении колонны, установленной для технологии Velocity String.**

Для увеличения скорости добычи и минимизации проблемы нагнетания жидкости в газовой скважине по технологии Velocity String (VS) была установлена колонна.

После ее успешной установки скважина работала экономично в течение нескольких лет. Поскольку это был пилотный проект по проверке работоспособности скважины VS, оператор решил извлечь VS. Основной проблемой стала необходимость

installation, the well operated in an economically viable manner for several years. Since this was a pilot project to validate operational capacity of a well with the velocity string, the operator decided to retrieve the string. The main problem was to extract quite a long VS, which had been in the well under the influence of acids for more than three

years, despite the fact that it was made of the material resistant to corrosion and H_2S . The coiled tubing unit was used to access the work area while cutting tubes and removing the BHA. VS extraction was done in several steps. The speaker provided details about each of them. As a result, VS was safely pulled to the surface. The experience gained from the work will expand the industry's

understanding of VS usage in gas wells, including information on the techniques, downhole tools, procedures and risk control measures used during velocity string extraction from a live well.

Ilyas Islyamov, Well Stimulation Engineer, and

Скважина с горизонтальным окончанием и компоновкой МГРП является высокотехнологичным и дорогостоящим сооружением.

Horizontal well with multistage completion is a high-tech and expensive structure.

Alexey Sergeev, CT Senior Engineer, Schlumberger, made a presentation titled **"Premium Port As a basic technology for Effective Development of Chepakovsky Fields – Experience of Coiled Tubing and Hydraulic Fracturing of the Schlumberger Company"**.

When completing any well, it is critical to be able to do forward planning with due account of the purpose of the well and the entire field. This will allow allocating the necessary funds, as



Как происходит растворение на седле?



извлечения достаточно длинной VS, которая более трех лет находилась в скважине под воздействием кислот, несмотря на то что была изготовлена из материала, устойчивого к коррозии и воздействию H_2S . Установка ГНКТ использовалась для доступа к рабочей зоне во время резки труб и снятия оборудования низа бурильной колонны (КНБК).

Извлечение VS выполнялось в несколько этапов. Докладчик подробно рассказал о каждом из них. В результате VS благополучно вытащили на поверхность. Опыт, полученный в результате работ, расширит понимание отрасли по использованию VS в газовых скважинах, включая информацию о методах, скважинных инструментах, процедурах и мерах контроля рисков, используемых во время извлечения VS из действующей скважины.

Инженер-технолог по интенсификации притока *Ильяс Исламов* и старший инженер по ГНКТ *Алексей Сергеев*, компания «Шлюмберге», представили опыт ГНКТ и ГРП компании: **«Премиум Порт» – базовую технологию для эффективной разработки Чепаковского месторождения.**

При заканчивании любой скважины критически важно иметь возможность перспективного планирования с учетом цели скважины и всего месторождения. Это позволит выделить необходимые средства, а также задействовать необходимое оборудование и материалы. Отсутствие ясного проекта скважины делает выбор методов заканчивания скважины очень трудным. Для успеха всего проекта чрезвычайно важна совместная работа специалистов различных сегментов на начальном этапе.

Чепаковское месторождение было открыто в Ставропольском крае в 2003 году. Эксплуатационное бурение начато в 2012 году, работы по интенсификации начаты в 2015 году. Месторождение сложено карбонатными породами, эффективная мощность которых 8–16 м. Месторождение находится в стадии пилотного проекта для сегмента интенсификации и ГНКТ. Были поставлены цели разработать эффективный подход для увеличения нефтеотдачи в условиях сложной геологии, разработать стратегию кислотных обработок и проппантных ГРП.

Критически важен для наиболее эффективного заканчивания план конструкции скважины. Также важно, чтобы процесс проектирования скважины включал детальное рассмотрение любых планируемых программ интенсификации. Предпроектный анализ показал наличие серьезных взаимовлияющих



Постоянное прогрессирование технологий ГРП влечет за собой активное развитие других сфер нефтедобычи и сервисных работ: бурения, заканчивания, капитального ремонта скважин, геофизических работ.

Progress of hydraulic fracturing technologies entails active development of other areas of oil production and oilfield services: drilling, completion, well workover, logging.

well as mobilizing the necessary equipment and materials. Lack of a clear well design makes the selection of well completion methods very difficult. For the success of the entire project, it is extremely important to ensure cooperation between specialists from different segments at the initial stage.

The Chepakovsky field was discovered in the Stavropol region in 2003. Production drilling started in 2012 and well stimulation works started in 2015. The field is composed of carbonate rocks with the effective thickness of 8–16 meters. The

field is in the pilot phase in terms of well stimulation and the use of coiled tubing. The goals were to develop an effective approach to increase oil recovery in complex geological conditions, to develop a strategy for acid treatments and proppant fracturing.

Well design plan is critical to ensure the most efficient completion. It is also important that the well design process includes a detailed review of any planned stimulation programs. The pre-project analysis showed the presence

of serious interrelated difficulties for well design and hydraulic fracturing. The field is characterized by low permeability, complex geological and mineralogical structure with the presence of faults, secondary fracturing, complex clay composition, high reservoir temperatures in the range of 130–140 °C, complex hydrodynamic structure and a small distance between ports. The selection of a fluid formula for acid and proppant operations was complicated by the limited choice of chemical agents. All of the above has created a number of difficulties in finding the key to creating a successful stimulation and production system.

The analysis of the well design made it possible to identify the main directions for successful well stimulation. The first aspect is completion and



трудностей для проектирования скважины и проведения ГРП. Месторождение характеризуется низкой проницаемостью, сложным геологическим и минералогическим строением с наличием зон разломов, вторичной трещиноватости, сложным составом глин, высокими пластовыми температурами в диапазоне 130–140 °С, сложной гидродинамической структурой и небольшим расстоянием между портами. Подбор формулировки жидкости для кислотных и проппантных работ был осложнен ограниченным выбором химии. Все вышеперечисленное создало ряд трудностей в подборе ключей к созданию успешной системы стимуляции и разработки месторождения.

Анализ проекта позволил выделить основные направления для успешной стимуляции. Первый аспект – заканчивание и дальнейшая стратегия по эксплуатации. Второй аспект – добыча и лабораторная подготовка. Третий аспект – составление программы работ проведения работ по стимуляции. Была проведена оптимизация рабочей жидкости: подобрана рецептура жидкости ГРП и кислотный состав с целью минимизации коррозии оборудования. Уточнена геомеханика месторождения. Была проведена очень плотная работа с геомеханиками по уточнению 1Д- и 3Д-моделей месторождения.

Технология «Премиум Порт» давно и успешно применяется. Чепаковское месторождение – достаточно геологически сложный объект. Скважина с горизонтальным окончанием и компоновкой МГРП является высокотехнологичным и дорогостоящим сооружением. Актуальная проблема – повышение эффективности эксплуатации таких скважин. Не менее остро стоит вопрос выбора компоновок МГРП. Заказчиком были рассмотрены два варианта: компоновка МГРП – порты с активируемыми шарами и компоновка МГРП – равнопроходные порты с управляемой втулкой. Лучшие результаты были достигнуты при использовании технологии «Премиум Порт». В компании накоплен большой опыт применения

Было доказано, что современные противовыбросовые превенторы могут захватывать высокопрочные гибкие ГНКТ.

It has been proven that modern BOPs can grip high-strength coiled tubing.

further operational strategy. The second aspect is production and laboratory support. The third aspect is drawing up a work program and carrying out well stimulation. The optimization of the working fluid was carried out: the formula of the hydraulic fracturing fluid and the acid composition were selected in order to minimize equipment corrosion. The geomechanical features of the field have been updated. A very intense work was carried out with geomechanical specialists to update 1D and 3D models of the field.

Premium Port technology has been successfully used for a long time. The Chepakovsky field is rather complex from geological viewpoint. Horizontal well with multistage completion is a high-tech and expensive structure. A relevant problem is to increase the operational efficiency of such wells. The selection of a multistage fracturing assembly is another critical issue. The customer considered two options: an assembly with ball-activated ports and an assembly with internal flush ports and a controllable sleeve. The best results have been achieved using the Premium Port technology. The company has extensive experience in applying this technology and has developed a certain



operational procedure. Each work begins with the preparation of the wellbore (cleaning from cuttings, calipering, flushing). The next, most important stage is multistage hydraulic fracturing. Full cycle of works was completed on four wells. Up to 30 operations to activate Premium Ports have been performed. During the works, some complications occurred but they were successfully addressed.

Belorusneft has demonstrated great success in promoting hydraulic fracturing technologies, as reported by its representatives *Vladimir Marchenko* and *Denis Zakrzhny*, who spoke about **development of cluster hydraulic fracturing using Plug & Perf technology**.

At present, the overwhelming majority of oil fields in the Republic of Belarus are at the last



ООО «Нефтетранссервис» является одним из ведущих отечественных разработчиков и производителей химических реагентов для интенсификации добычи нефти. Наша компания основана в 2006 году. Основным видом нашей деятельности является разработка, производство, подбор и поставка химических реагентов, предназначенных для соляно-кислотных обработок (СКО), а также для кислотных ГРП и матричных СКО.

В перечень производимых нами реагентов входят:

- Ингибитор кислотной коррозии «AS-CO»;
- Деэмульгатор «AS-DA»;
- Диспергатор «AS-Di»;
- Стабилизатор железа «AS-iR»;
- Полимерный кислотный загеливатель «ПР»;
- Беспolyмерный кислотный загеливатель «AS-Si» (самоотклоняющийся кислотный состав);
- Эмульгатор кислотный «RQ» (нейтральная эмульсия обратного типа с регулируемой вязкостью);
- Пенообразователи «ПСГ» для кислотной и водной основы;
- Состав «SBK» для ликвидации пескопроявления на открытых стволах скважин и крепления ПЗП;
- Блокирующие составы «SX» для щадящего глушения и ликвидации поглощений буровых растворов.

В комплексе с поставкой производимых химических реагентов мы предоставляем полный перечень услуг по инженерно-техническому сопровождению на всех этапах применения предлагаемых технологий:

- 1) Подбор и анализ скважин-кандидатов.
- 2) Предоставление рекомендаций по выбору оптимальной технологии по каждому объекту.
- 3) Подготовка предварительных расчетов, составление дизайна обработки с применением программного обеспечения «StimPro», составление плана работ на ГТМ.
- 4) Проведение лабораторного исследования образцов нефти и воды из выбранной скважины, подбор оптимальных дозировок реагентов для приготовления кислотного состава, проведение тестирования образца кислотного состава на совместимость с пластовым флюидом.
- 5) Поставка соляной кислоты с доставкой до месторождения.
- 6) Выезд инженера-технолога на месторождение для контроля процесса приготовления кислотного состава, проведения полевого тестирования приготовленного кислотного состава на соответствие требованиям Заказчика с оформлением полного отчета.
- 7) Составление матчинга по итогам проведенной обработки, анализ эффективности обработки.

Компания располагает собственной производственной базой, расположенной в городе Отрадном Самарской области, аккредитованной химической лабораторией, собственными кислотовозами в шоссейном и вездеходном исполнении, программным обеспечением для проведения моделирования процесса СКО и КГРП. Штат компании полностью укомплектован высококвалифицированными специалистами.

НАШИ КОНТАКТЫ:

Самарская область, г. Тольятти, ул. Индустриальная, д. 1, стр. 61

Телефоны: 8 (8482) 55-72-56, 63-36-97

E-mail: info@n-ts.ru

Адрес в Сети: www.n-ts.ru

Будем рады сотрудничеству!

ООО «Ортисервис» уже более семи лет работает в области обеспечения и обслуживания специального оборудования нефтегазового сервиса в странах СНГ. Для выполнения производственных задач:

- сформирован штат высококвалифицированных специалистов;
- открыта производственная база в г. Нижневартовске;
- осуществляются поставка импортных и импортозамещающих запасных частей и комплектаций, производство и поставка внутрискважинного инструмента.

Наработанный богатый опыт и возможности позволяют компании успешно работать в следующих направлениях деятельности:

Поставка запасных частей, комплектаций и инструмента



Выездной текущий ремонт и обслуживание специального нефтесервисного оборудования



Модернизация и капитальный ремонт оборудования ГРП и ГНКТ



Аренда специального оборудования для проведения работ по ГНКТ и ГРП с инженерным сопровождением работ



Российская Федерация, ХМАО-Югра,
г. Нижневартовск, ул. Индустриальная, д. 65, стр. 15

+73644311282, ortiservice@ortiservice.com

Коммерческий отдел – тел. +7 929 240 73 80 sales@ortiservice.com

данной технологии и выработан определенный порядок проведения работ. Каждая работа начинается с подготовки ствола скважины (очистка от шлама, шаблонирование, промывка). Следующий, самый важный этап – проведение МГРП. Был завершен полный цикл работ на четырех скважинах. Выполнено до 30 операций по активации «Премиум Портов». При проведении работ возникли некоторые осложнения, которые были преодолены.

Большие успехи в продвижении технологий ГРП демонстрирует компания «Белоруснефть», о чем доложили ее представители *Владимир Марченко* и

Денис Закружный, представив с трибуны конференции **развитие кластерного ГРП по технологии Plug & Perf.**

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

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

В докладе был приведен опыт бурения и освоения карбонатных коллекторов в Республике Беларусь за период

stage of development, while more than 50% of residual hydrocarbon reserves are confined to low-permeability weakly drained reservoirs. Production from such reservoirs, enhanced oil recovery and profitability of the well stock in RUE «Production Association «Belorusneft» is possible only with the



use of progressive method of well development and inflow stimulation – hydraulic fracturing.

Due to the specific structure of dense carbonate rock, the use of conventional hydraulic fracturing technologies does not yield the desired results. Therefore, the constant progress of hydraulic fracturing technologies entails active development of other areas of oil production and oilfield services: drilling, completion, well workover, logging. At the same time, the interconnection of various directions, selection and optimization of the applied technologies is impossible on the basis of theoretical research only, but requires practical implementation, and, as our experience has shown, "flexibility" in decision-making.

The presentation provided an overview of

Операторы нефтегазовой отрасли должны получить системы управления, обеспечивающие беспрецедентный уровень прозрачности, согласованности и доверия, позволяющие автоматизации проникать во все рабочие процессы, тем самым устраняя человеческую ошибку.

Oil and gas operators must have control systems that provide an unprecedented level of transparency, consistency and trust, allowing automation to penetrate all workflows, thereby eliminating human error.

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

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

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

Директор по развитию бизнеса



Во время рецессии и ограниченных финансовых ресурсов внутрискважинные работы, интегрированные с операциями по бурению и с операциями по ГРП, способны предложить большую устойчивость.

In times of recession and limited financial resources, well interventions integrated with drilling and fracturing operations can offer greater resilience.

filtration channels (i.e. hydraulic fractures).

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

Egor Mikhaliutsyn,
Business Development
Director, Oil Energy LLC,

informed the audience about **behavior of soluble alloys and products made from them in downhole conditions**. Despite the fact that products made of soluble metals are widely used in the oil and gas industry, the issue of the cumulative effect of downhole conditions on the rate and nature of dissolution of such products in a wellbore is still insufficiently studied. This problem is especially critical when predicting the time of dissolution of multistage fracturing balls. The generally accepted methods of ball testing for the dissolution rate do not allow predicting with sufficient accuracy two parameters that are most important for mineral resource users: the time during which the ball retains the ability to provide hydraulic isolation of the hydraulic fracturing intervals, and the time for the ball to completely dissolve.

The presentation considered the correlation between the rate of dissolution of frac balls and the geometry of the unit in which dissolution occurs, the temperature of the unit, the pressure in the well, the effect of various process fluids. A testing procedure was proposed that allows to take into account the cumulative effect of the abovementioned factors on the dissolution of frac balls. The methodology was illustrated by the example of validation tests of a 71-mm frac ball in downhole conditions.

Tenaris Coiled Tubes employee *Jorge Bunge* briefed the audience on the **successful frac**



ООО «Ойл Энерджи» *Егор Михалицын* рассказал о **поведении растворимых сплавов и изделий из них в забойных условиях**. Несмотря на то что изделия из растворимых металлов широко используются в нефтегазовой отрасли, все еще недостаточно изучен вопрос совокупного влияния внутрискважинных условий на скорость и характер растворения изделий в скважине. Особенно остро эта проблема проявляется при прогнозировании времени растворения шаров МГРП. Общепринятые методики испытаний шаров МГРП на скорость растворения не позволяют с достаточной точностью спрогнозировать два важнейших для недропользователей параметра: время, в течение которого шар сохраняет способность

обеспечивать гидравлическую изоляцию интервалов ГРП, и время полного растворения шара.

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

Сотрудник компании Tenaris Coiled Tubes **Хорхе Бунге** ознакомил присутствующих с **успешной реализацией фрезерования пробок в первых нетрадиционных горизонтальных газовых скважинах при высоких давлениях до 15 000 psi и высоких температурах в ОАЭ.**

На добычу нетрадиционного газа в ОАЭ влияет рост локального спроса на газ. МГРП в горизонтальных скважинах является технологией, позволяющей добыть запасы газа, которые не были исследованы, несмотря на многолетнюю добычу из богатых углеводородами коллекторов.

Для извлечения нетрадиционных запасов газа используются технологии многозонного гидроразрыва пласта. Эти методы создают растущую потребность в устройствах для изоляции зон, таких как композитные мосты и пробки для гидроразрыва. Для вывода скважины на добычу необходимо эффективное и своевременное удаление этих пробок.

В докладе был предложен комплексный междисциплинарный подход к оптимизации активов, выбору правильного оборудования для очень сложных скважин. Было выполнено 15 тысяч работ по фрезерованию пробок с использованием системы обратного потока с замкнутым контуром. Несмотря на высокое содержание H_2S , эффективная методика выбора колонны гибких НКТ позволила достичь максимальной скорости проходки при фрезеровании твердых пробок и добиться эффективной очистки от шлама.

Были представлены передовые методы и рекомендации по предварительному планированию работ, проектированию фрезы, выбору двигателя, частоте и скорости срабатывания механизма – проблемам и непредвиденным обстоятельствам, с которыми сталкиваются при фрезеровании в системе с замкнутым контуром.

«Колтюбинг повышенной надежности – как повреждения от проскальзывания трубы влияют на срок ее службы?» – так назывался доклад **Скотта Шермана**, технического директора Nexus

plugs milling in first unconventional high-pressure and high-temperature horizontal gas wells in UAE.

The production of unconventional gas in the UAE is stipulated by the growth of local gas demand. Multi-stage hydraulic fracturing in horizontal wells is a technology that allows to recover gas reserves that have not been explored despite many years of production from hydrocarbon-rich reservoirs.

Multi-zone hydraulic fracturing technologies are used to recover unconventional gas reserves. Consequently, there is a growing need for zone isolation devices such as composite bridges and fracturing plugs. To bring the well into production, efficient and timely removal of these plugs is required.

The presentation proposed a comprehensive, interdisciplinary approach to asset optimization and choosing the right equipment for very complex wells. 15 thousand plug milling jobs have been completed using a closed-loop return flow system. Despite the high H_2S content, an efficient coiled tubing string selection technique allowed for maximum ROP when milling solid plugs and for effective cuttings removal.

Best practices and recommendations were presented for job pre-planning, mill design, motor selection, machine response frequency and speed – the challenges and contingencies encountered when milling in a closed loop system.

“High Strength Coiled Tubing – How Is Fatigue Life Affected by Slip Damage?” This was the title of the presentation by **Scott Sherman**, Engineering Manager, Nexus Energy Technologies Inc.

Since the advent of quenched and tempered coiled tubing, there were discussions about the use of coiled tubing with increased reliability. Is there a need in special handling equipment for a



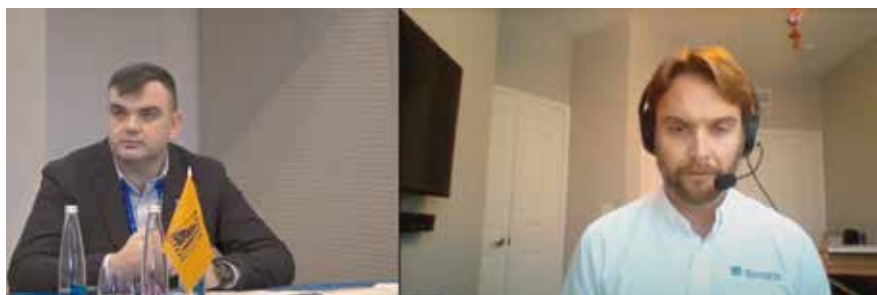
О нашей КОМПАНИИ

- Начало деятельности в России в 2004 году, будучи подразделением всемирно известного производителя пропантов CARBO Ceram.
- В 2017 году, в связи со сменой собственника, произошло изменение наименования «CARBO Ceram» (Бразилия) на «Well» компания стала частью группы компаний PEVETE.
- Производство 50 тысяч тонн пропантов.
- 2 производственные линии, при которых возможен выпуск разных фракций и толщин пропантов.

CARBO → Well



stronger and therefore heavier CT? Harder coiled tubing means that the BOP must have slip rams strong enough to hold the tube and shear blades hard enough to cut the tube. Tests have shown that in most cases the available BOP components are sufficient to grip and cut high-strength coiled tubing.



Energy Technologies.

С момента появления колтюбинга с закалкой и отпуском много раз возникал вопрос использования ГНКТ повышенной надежности. Необходимо ли специальное подъемно-транспортное оборудование для более прочной и, соответственно, более тяжелой гибкой трубы? Более твердые ГНКТ подразумевают, что противовыбросовые превенторы должны иметь достаточно жесткие проскальзывания для захвата трубы, а также достаточно жесткие срезные лезвия для резки трубы. Испытания показали, что в большинстве случаев имеющихся компонентов противовыбросового превентора достаточно для захвата и резки гибкой трубы повышенной прочности.

В докладе были освещены результаты некоторых недавних испытаний закаленных ГНКТ в сравнении с обычными ГНКТ. Были испытаны четыре сорта ГНКТ повышенной прочности, а также базовый образец ГНКТ 100-го грейда. Было доказано, что современные противовыбросовые превенторы могут захватывать высокопрочные гибкие ГНКТ, показано влияние возникающих следов скольжения на усталостную долговечность гибкой трубы.

Специалист в области инноваций, эксперт по интеллектуальным устьевым системам Чад Ван Бускерк выступил с докладом **«Будущее уже наступило. Эффективное использование и безопасность на участке ГРП – Автоматизированный участок ГРП».**

Исторически сложилась проблема автоматизации процессов при производстве гидроразрыва пласта. Многочисленные проблемы, такие как непоследовательное планирование, учет влияния среды, оборудование и сборные флоты на мобильных/временных производственных площадках задерживают автоматизацию критически важных процедур. Произошедшие из-за человеческого фактора инциденты при операции ГРП с установкой пробок и перфорацией приводили к потерям сотен тысяч долларов и

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

Chad van Buskirk, Innovation Subject Matter, Intelligent Wellhead Systems Expert, delivered a presentation **"The Future of Operational Efficiencies and Safety on a Fracturing Site Is Here – The Automated Frac Site."**

There is a historical problem of process automation in hydraulic fracturing. Numerous issues such as inconsistent scheduling, environmental considerations, equipment, and frac fleets at mobile/temporary production sites delay the automation of critical procedures. Human factor induced incidents during plugging and perforating have resulted in hundreds of thousands of dollars



Ряд докладов представила Группа ФИД, объединяющая российские и белорусские предприятия – ведущие производители оборудования для нефтегазового сервиса в ЕАЭС.

A number of presentations were made by the FID Group, which unites Russian and Belarusian enterprises – the leading manufacturers of equipment for oil and gas services in the EAEU.

in losses and injuries that could have been prevented. The solution is usually to project the risks, in other words, automate the process and avoid human error. Oil and gas operators have traditionally lacked complete and reliable data on complex operations occurring simultaneously. The integrated data would allow computers, algorithms or control systems to take control of all operational aspects. To automate critical decisions, oil and gas operators must have control systems that provide an unprecedented level of transparency, consistency and trust, allowing automation to

несчастливым случаем, которые можно было предотвратить. Решение обычно состоит в том, чтобы спроектировать риски, другими словами, автоматизировать процесс и избежать человеческих ошибок. Операторы нефтегазовой отрасли традиционно не обладали полными и достоверными данными о сложных операциях, происходящих одновременно. Интегрированные данные позволяли бы компьютерам, алгоритмам или системам управления брать на себя контроль всех аспектов работы. Для автоматизации критически важных решений операторы нефтегазовой отрасли должны получить системы управления, обеспечивающие беспрецедентный уровень прозрачности, согласованности и доверия, позволяющие автоматизации проникать во все рабочие процессы, тем самым устраняя человеческую ошибку.

Был разработан инструмент обнаружения проводной связи, способный предоставить операторам и обслуживающим компаниям цифровое окно внутри аппаратуры контроля давления. Затем эта технология была объединена с разработанной системой управления с блокировкой клапанов, которые не могли работать, если не были соблюдены критические

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

Второе важнейшее направление деятельности Группы ФИД – создание и производство оборудования для ГПП.

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

The second most important activity of the FID Group is the production of hydraulic fracturing equipment.

penetrate all workflows, thereby eliminating human error.

A wireline detection tool has been developed to provide operators and service companies with a digital window inside pressure monitoring equipment. Then this technology was combined with the control system with valve blocking function, when valves remain nonoperational unless critical parameters are met; in addition, action sequences have been defined to safely perform critical operations. This technology package then got expanded to include real-time data from all digital services in place. Critical processes are currently validated with a digital signature or digital handshake before important decisions can be made. The foundation for the automated hydraulic fracturing site has been prepared.

The audience was greatly interested in the presentation of Yusef Chaari, CoilDRILLING Consultancy, **"Coiled Tubing Drilling: How Well Intervention and Drilling Technologies Integration Will Be the Next Normal for O&G Industry"**.

Presentation's preamble included a description of the state of affairs in the industry during the recession. Optimistic (with the economic recovery, the development of shale deposits will evolve rapidly) and pessimistic (the industry development strategy will be reoriented towards renewable sources) forecasts were presented.

The gap between the forecasts indicates that their objectives lie, most likely, in the political plane.

The main part of the presentation was devoted to the integration of well intervention and coiled tubing drilling in order to create flexible and sustainable business models for the development of different types of formations. This is especially true for the sustainability of business models during recession. CoilDRILLING Consultancy has developed the PESTEL model, which is aimed at understanding and assessing the complexities at the political, technological, environmental and legal levels with the aim of formulating a strategy.

In times of recession and limited financial resources, well interventions integrated with drilling and fracturing operations can offer greater resilience. Coiled tubing drilling can be used as drilling, but in times of crisis it can be used for well interventions as well. One of the economic benefits of the integrated use of coiled tubing



параметры; кроме того, были определены последовательности для безопасного выполнения критических операций. Затем этот технологический пакет расширился, включив данные в реальном времени от всех цифровых сервисов на месте. В настоящее время критические процессы проверяются с помощью процедуры цифровой подписи или цифрового рукопожатия, прежде чем можно будет принять важные решения. Подготовлена база для автоматизированной площадки ГРП.

Большой интерес слушателей вызвало выступление *Юсефа Чаари*, представлявшего CoilDRILLING Consultancy, «**Колтюбинговое бурение: как интеграция технологий колтюбингового бурения и внутрискважинных работ станет новой нормой для нефтегазовой отрасли**».

Преамбула включала характеристику состояния отрасли в условиях рецессии. Были представлены оптимистический (при восстановлении экономики пойдет стремительное развитие разработки сланцевых залежей) и пессимистический (стратегия развития отрасли будет переориентирована в сторону возобновляемых источников) прогнозы, разрыв между которыми свидетельствует о том, что их задачи лежат, по всей видимости, в политической плоскости.

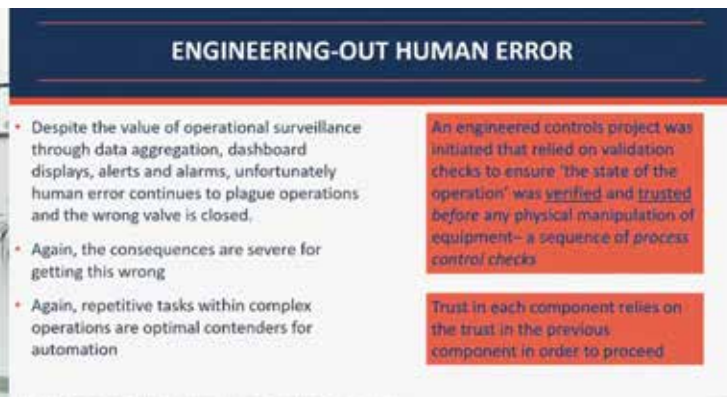
Основная часть доклада была посвящена интеграции внутрискважинных работ и колтюбингового бурения с целью создания гибких и устойчивых бизнес-моделей для разработки различных пластов. Особенно это актуально для устойчивости бизнес-моделей в период рецессии. Консалтинговой компанией CoilDRILLING Consultancy разработана модель PESTEL, которая предлагает принимать и оценивать сложности, отмечаемые на политическом, технологическом, экологическом и правовом



Было представлено оборудование производства Группы ФИД, предназначенное для осуществления таких прогрессивных технологий нефтегазового сервиса, как направленное колтюбинговое бурение, эжекторная очистка скважин, селективная обработка многозабойных скважин и кислотоструйное бурение, оборудование для доставки геофизических приборов в горизонтальные стволы скважин с использованием ГНКТ, инновационный внутрискважинный инструмент для КРС.

He also presented equipment produced by the FID Group, that is designed to implement advanced oil and gas services such as directional coiled tubing drilling, jet flushing of wells, selective treatment of multilateral wells and acid jet drilling. Equipment for coiled tubing delivery of logging tools into horizontal wellbores and an innovative downhole workover tool were presented as well.

for well intervention is the ability to develop a comprehensive set of skills among personnel, which will provide service companies with some resource savings. Oil and gas services can make the industry great again by adopting innovative technologies and their implementation strategies.



Successfull overcoming of small platform limitations to conduct CT operations

was described by *Steven Craig*, Coiled Tubing Technical Manager – Pressure Pumping International, Baker Hughes.

Sand cleanout remains one of the main CT applications in oil and gas industry. However, the offshore operations are more complex due to limited platform space, lower injector power and low reservoir pressure. The presentation considered a complex offshore scenario with limited space and no room for a full CT fleet. The encountered challenges were described and solutions for the successful use of coiled tubing were formulated.

Equipment

A significant part of the conference was devoted to highly productive CT and hydraulic fracturing equipment: the one that is new to the market, and the one that had already proven itself and had been upgraded by manufacturers.

A number of presentations were made by the FID Group, which unites Russian and Belarusian enterprises – the leading manufacturers of equipment for oil and gas services in the EAEU.

Pavel Laktionov, Commercial Director of FID Group made a strategic presentation "**FID Group – Yesterday, Today, Tomorrow**".

The FID Group is a group of Russian and Belarusian oil and gas equipment manufacturers with significant engineering, technical and production potential, allowing them to solve complex problems at a modern technical level. Thanks to the gained

уровнях, с целью переформулировки их в стратегию.

Во время рецессии и ограниченных финансовых ресурсов внутрискважинные работы, интегрированные с операциями по бурению и с операциями по ГРП, способны предложить бóльшую устойчивость. Колтюбинговое бурение можно использовать как бурение, но во время кризиса его можно использовать для внутрискважинных работ. Одним из экономических преимуществ интегрированного использования колтюбинговых установок для внутрискважинных работ является возможность наработки комплексного набора навыков у персонала, что даст сервисным компаниям определенную экономию ресурсов. Нефтегазовый сервис сможет сделать отрасль вновь великой, приняв инновационные технологии и стратегии их использования.

Об успешном преодолении ограничений небольших платформ при колтюбинговых операциях рассказал технический менеджер по ГНКТ, Pressure Pumping International, Baker Hughes, *Стивен Крейг*.

Очистка от песка остается одной из наиболее распространенных технологий применения гибких насосно-компрессорных труб в нефтегазовой промышленности. Однако сложность морских операций возрастает из-за ограниченного пространства на палубе, меньшей мощности инжектора и низкого пластового давления. В докладе был рассмотрен единичный сложный морской сценарий с ограниченными пространственными возможностями и отсутствием места для полного флота ГНКТ. Описаны возникшие проблемы, и сформулированы решения для успешного использования ГНКТ.

Оборудование

Высокопродуктивному оборудованию для осуществления технологий ГНКТ и ГРП, как только выводимому на рынок, так и усовершенствованному, уже прекрасно себя зарекомендовавшему, была посвящена значительная часть программы конференции.

Ряд докладов представила Группа ФИД, объединяющая российские и белорусские предприятия – ведущие производители оборудования для нефтегазового сервиса в ЕАЭС.

Коммерческий директор компании *Павел Лактионов* выступил со стратегическим докладом «**Группа ФИД – вчера, сегодня, завтра**».

Группа ФИД – это группа российских и белорусских предприятий – изготовителей нефтегазового оборудования, обладающих значительным инженерно-техническим и

Высокорасходный ГРП/МГРП становится все более востребованной технологией.

High-flow hydraulic fracturing/multi-stage fracturing is becoming an increasingly popular technology.

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

- Hydraulic fracturing;
- Coiled tubing operations;
- Well cementing;
- Directional shaft and surface drilling.

The presentation included a short historical background of the FID group and the main milestones of its development. In particular, in 1998 a FID Group "Coiled Tubing" project started that resulted in the creation of

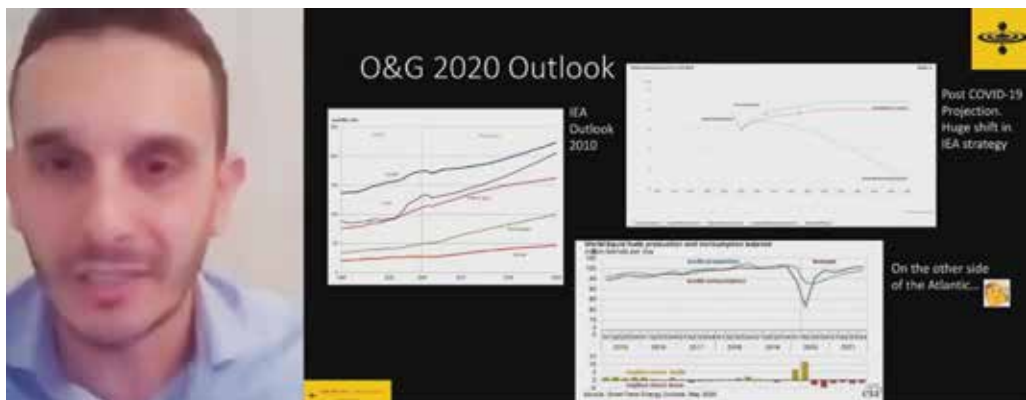
the first domestic coiled tubing unit. As a result of cooperation with service companies, the FID Group specialists gained significant practical experience and new knowledge, and thanks to the competent formulation of TORs, they were able to improve the coiled tubing equipment, bringing its specifications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

The second most important activity of the FID Group is the production of hydraulic fracturing equipment. From 2004 to 2020 more than 160 pieces of equipment were manufactured and introduced. Currently, FID Group successfully produces hydraulic fracturing fleets. The company manufactures several full hydraulic fracturing fleets annually.

In-house control system was created. The software to control hydraulic fracturing processes is registered with the National Center for Intellectual Property.

It is planned to use the full capacity of the production site on the territory of the Russian Federation. In the first quarter of 2021 the first CT installation will be manufactured at the production site in the Smolensk Region with confirmation of industrial production in the territory of the Russian Federation in accordance with the Decree of the Government of the Russian Federation No. 719 dated July 17, 2015. The FID Group intends to produce a complete hydraulic fracturing fleet and a complete CT fleet in the Russian Federation. Plans for the near future are to localize the production of equipment for high-volume hydraulic fracturing.

The manufacturing enterprise of the FID Group



производственным потенциалом, позволяющим решать сложные задачи на современном техническом уровне. Благодаря накопленному опыту Группа ФИД стала на территории ЕАЭС лидером в производстве и поставке оборудования для:

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

Доклад включал краткий экскурс в историю Группы ФИД и основные вехи ее развития. В частности, в 1998 году стартовал проект Группы ФИД «Колтюбинг», результатом которого явилось создание первой колтюбинговой установки отечественного производства. В результате сотрудничества с сервисными компаниями специалисты Группы ФИД получили значительный практический опыт и новые знания, а благодаря грамотной постановке технических заданий смогли усовершенствовать колтюбинговое оборудование, доведя его характеристики до мирового уровня.

Второе важнейшее направление деятельности Группы ФИД – создание и производство оборудования для ГРП. С 2004 по 2020 год изготовлено и внедрено более 160 единиц техники. В настоящее время Группа ФИД успешно осуществляет серийный выпуск флотов ГРП, изготавливая несколько полнокомплектных флотов ГРП ежегодно.

Создана собственная система управления. ПО собственной разработки для управления процессом проведения ГРП зарегистрировано в Национальном центре интеллектуальной собственности.

Запланирована полноценная загрузка производственной площадки на территории Российской Федерации. В первом квартале 2021 года на производственной площадке в Смоленской

is included in the List of Manufacturers of Industrial Products on the Territory of the Russian Federation.

Comprehensive coiled tubing approach was covered by *Sergey Sergienya*, Chief Designer



of Advanced Technologies Department and *Yuri Belugin*, Deputy Director for Sales and Product Marketing, Novinka (FID Group).

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

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

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

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

High-flow hydraulic fracturing/multi-stage fracturing is becoming an increasingly popular technology, which is characterized by:



области будет изготовлена первая установка непрерывной трубы с подтверждением производства промышленной продукции на территории РФ в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 17.07.2015 № 719. Группа ФИД намерена выпустить на территории РФ полнокомплектный флот ГРП и полнокомплектный флот ГНКТ. В ближайшей перспективе – оборудование для высокорасходного ГРП.

Производственное предприятие Группы ФИД внесено в Перечень производителей промышленной продукции, произведенной на территории Российской Федерации.

Комплексный подход к ГНКТ

Группы ФИД осветили *Сергей Сергиеня*, главный конструктор управления перспективных технологий компании, и *Юрий Белугин*, заместитель директора по маркетингу и продажам СЗАО «Новинка».

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

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

Были подробно охарактеризованы установка непрерывной трубы на одном шасси, комплекс непрерывной трубы, соответствующий правилам перевозки грузов по дорогам общего пользования, комплекс непрерывной трубы для работы с ГНКТ диаметром 50,8 мм и более, установка непрерывной трубы блочного исполнения и другое оборудование, входящее в состав флота ГНКТ. Было представлено оборудование производства Группы ФИД, предназначенное для осуществления таких прогрессивных технологий нефтегазового сервиса,

- High injection rate starting from 10 m³/min;
 - A significant number of equipment required (both main and auxiliary);
 - Large volumes of injection (over 500 m³ of fluid) of low-viscosity hydraulic fracturing fluid with lower proppant concentrations;
 - A significant duration of a job (taking into account the time of the operation and the time of equipment mobilization, piping, filling, heating, etc.)
- FID Group manufactures a full range of high-flow hydraulic fracturing equipment. The layouts



of standard and special equipment of the hydraulic fracturing fleet for high-flow operations were presented, as well as the types of equipment designed for high-flow hydraulic fracturing were described in detail.

Sergei Atrushkevich, Chief Designer – First Deputy Director, Novinka (FID Group) spoke about **coiled tubing condition monitoring, expansion of the capabilities of the DT2 flaw detector**.

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

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

The results of a number of investigations and experimental work carried out by the specialists of Novinka made it possible to increase the measurement accuracy by 10–15%

В обозримом будущем дефектоскоп ГНКТ станет одним из элементов комплексной системы управления и безопасности колтюбингового комплекса.

In the foreseeable future the coiled tubing flaw detector will become one of the elements of the integrated control and safety system of the coiled tubing fleet.

как направленное колтюбинговое бурение, эжекторная очистка скважин, селективная обработка многозбойных скажин и кислотоструйное бурение, оборудование для доставки геофизических приборов в горизонтальные стволы скважин с использованием ГНКТ, инновационный внутрискважинный инструмент для КРС.

Решения Группы ФИД для высокорасходного ГРП представил главный конструктор компании *Роман Щербин*.

Высокорасходный ГРП/МГРП становится все более востребованной технологией, которая характеризуется:

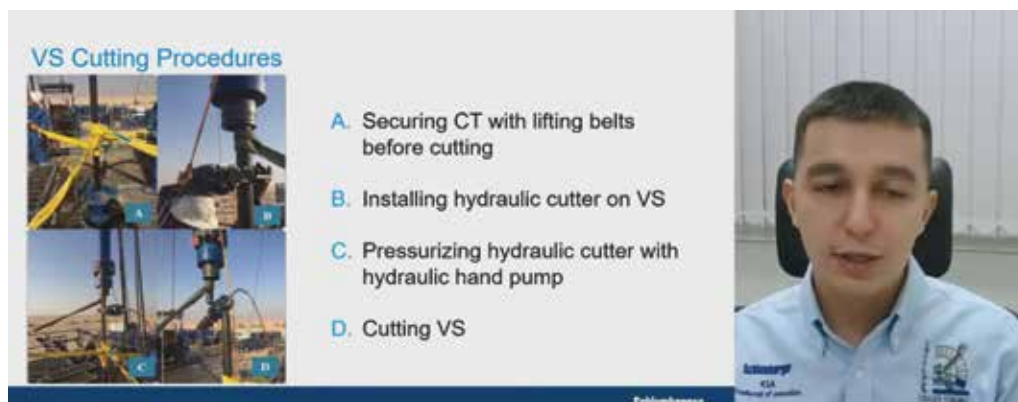
- высоким темпом закачки от 10 м³/мин;
- значительным количеством оборудования (как основным, так и вспомогательным);
- большими объемами закачки (свыше 500 м³ жидкости) низковязкой жидкости ГРП с менее высокими концентрациями проппанта;
- значительной продолжительностью работ (с учетом времени проведения операции и времени расстановки оборудования, обвязки, затарки, подогрева и т. п.).

Группа ФИД производит полный спектр оборудования для высокорасходного ГРП. Были представлены схемы расположения стандартного и специального оборудования флота ГРП при высокорасходных операциях, а также подробно охарактеризованы виды оборудования, предназначенного для производства высокорасходного ГРП.

О контроле состояния ГНКТ и расширении возможностей дефектоскопа ДТ2 рассказал главный конструктор – первый заместитель директора СЗАО «Новинка» (Группа ФИД) *Сергей Атрушкевич*.

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

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



in comparison with DT1 flaw detector.

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

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

Novinka intends to continue improving its flaw detector. Improvements will mainly be aimed at developing software to simplify the processing and



типоразмер ГНКТ.

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

Существенный прогресс достигнут также в сфере специального программного обеспечения дефектоскопа. В частности, появилась возможность взаимной интеграции данных между дефектоскопом и системой контрольно-регистрирующей (СКР) колтюбинговой установки.

Так, данные по овальности и толщине стенки ГНКТ, замеряемые дефектоскопом, могут передаваться в СКР, где используются для расчета нагрузочной диаграммы ГНКТ, что, в свою очередь, позволяет производить работы с ГНКТ с минимальными рисками и в оптимальных режимах. Одновременно данные по глубине спуска ГНКТ с СКР могут быть экспортированы в дефектоскоп, что позволит более точно определять координаты расположения дефектов по длине ГНКТ, своевременно и точно их выявлять и при необходимости удалять с минимально возможными потерями для ГНКТ. Программное обеспечение дефектоскопа было усовершенствовано и по ряду других параметров.

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

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

С докладом **«FIDMASH NOV. Технологии и развитие»** выступил Виктор Ерченко, начальник управления продаж и продвижения продукции компании.

Докладчик обратил внимание аудитории на то, что бренд «ФИДМАШ», который прежде



FIDMASH NOV – мультинаправленная высокотехнологичная компания, которая производит полный спектр нефтесервисного оборудования.

FIDMASH NOV is a multi-directional high-tech company that manufactures a full range of oilfield service equipment.

analysis of information obtained during CT flaw inspection. In addition, it is planned that in the foreseeable future the coiled tubing flaw detector will become one of the elements of the integrated control and safety system of the coiled tubing fleet.

Presentation titled **"FIDMASH NOV. Technology and Development"** was made by Viktor Yerchenko, Head of Sales and Product Marketing, FIDMASH. The speaker drew the audience's attention to the fact that the FIDMASH brand, which primarily evokes associations with coiled tubing, should be considered much broader, since FIDMASH

NOV is a multi-directional high-tech company that manufactures a full range of oilfield service equipment (coiled tubing equipment, nitrogen units, pumping units, cementing units, hydraulic fracturing equipment, monitoring and recording systems, remote access and control).

In the main direction, the company moves with the times and meets state-of-the-art requirements of the coiled tubing market. The design bureau of the enterprise is developing and improving CT units that are most in demand with consumers. These are standard MK30 coiled tubing units of various modifications. A new development that will soon be presented is the MK30T-80 unit on the TATRA 10x10 (Euro-5) chassis with a spool capacity of up to 6000 meters of 44.45-mm coiled tubing. MK30T-50 unit on the MZKT chassis with a spool capacity of up to 5500 meters of 44.45-mm coiled tubing, capable of servicing wells with horizontal sections up to 2000 meters long and more, is also seen as very popular. The heavy-duty MK40 units with high-capacity injectors based on the IVECO chassis designed for large diameter coiled tubing have also been developed and produced by the

всего вызывает ассоциации с колтюбингом, следует рассматривать значительно шире, поскольку FIDMASH NOV – мультинаправленная высокотехнологичная компания, которая производит полный спектр нефтесервисного оборудования (колтюбинговое оборудование, азотные установки, насосные установки, цементировочные установки, оборудование для ГРП, системы контроля и регистрации, сервис удаленного доступа и контроля). По основному направлению компания движется в ногу со временем и соответствует современным требованиям рынка производства колтюбинга. Конструкторское бюро предприятия ведет разработки и доработки установок, которые наиболее востребованы потребителями. Это стандартные установки ГНКТ МК30 разных модификаций. Новая разработка, которая вскоре будет представлена, – установка МК30Т-80 на шасси TATRA 10x10 (Евро-5) с емкостью узла намотки до 6000 м ГТ диаметром 44,45 мм. Также весьма востребованной видится установка МК30Т-50 на шасси МЗКТ с емкостью узла намотки до 5500 м ГТ диаметром 44,45 мм, способная обслуживать скважины с горизонтами до 2000 м и более. Разработаны и выпущены установки тяжелого класса МК40 с инжекторами повышенных тяговых усилий на базе шасси IVECO, предназначенные для работ с ГНКТ больших диаметров. Колтюбинговые установки могут размещаться как на одном шасси, так и на шасси и полуприцепе.

Был сделан обзор оборудования, выпускаемого предприятием (азотного, нагнетательного, цементировочного). Значительная часть доклада была посвящена оборудованию для ГРП, полный спектр которого выпускает «ФИДМАШ». Заключительная часть доклада была посвящена автоматизированным электронным системам управления и сервису «Фидмаш-Онлайн».

О разработке скважинного гидравлического трактора рассказал руководитель инженерно-технического центра ООО «ФракДжет-Волга» *Олег Воин*. Рост количества горизонтальных скважин, увеличение диаметра используемых ГНКТ ставит перед нефтегазовым сервисом новые задачи, одним из ключей которых является скважинный трактор.

По результатам сравнительного анализа в разработку был принят гидравлический трактор как наиболее универсальный и позволяющий выполнять большее количество операций, а также доносить большую нагрузку на забой.

Based on a comparative analysis, specialists decided to develop a hydraulic tractor as the most versatile and allowing to perform a greater number of operations as well as transmitting larger load to the bottomhole.

company. Coiled tubing units can be placed both on a single chassis, and on a chassis and a semi-trailer.

The speaker made a review of the equipment manufactured by the enterprise (nitrogen, injection, cementing one). A significant part of the presentation was devoted to hydraulic fracturing equipment, the full range of which is produced by FIDMASH. The final part of the of the presentation was devoted to the automated electronic control systems and the Fidmash-Online service.

The process of development of a downhole hydraulic tractor

was covered by *Oleg Voyn*, Head of the Engineering and Technical Center, FracJet-Volga. The increase in the number of horizontal wells and larger diameters of applied coiled tubing pose new challenges for the oilfield service companies; one of the keys to addressing such challenges is a downhole tractor.

FracJet-Volga specialists analyzed all the tractors available on the market (electric with hydraulic drive, hydraulic, electric with mechanical drive). Based on a comparative analysis, specialists



decided to develop a hydraulic tractor as the most versatile and allowing to perform a greater number of operations compared to other tractors, as well as transmitting larger load to the bottomhole.

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

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

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

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

Согласно расчетам, тяговое усилие гидравлического трактора будет зависеть от того давления, которое создается в ГНКТ. Оборудование рассчитано на давление до 350 атм, соответственно, может быть создано тяговое усилие до 5,5 т. Усилие регулируется с помощью штуцеров-дросселей, как и подача жидкости, которая будет приходить на забой.

Особо эффективно применение гидравлических скважинных тракторов для следующих работ:

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

Специализированное устьевое оборудование для ГРП, МГРП и колтюбинга от ООО ПК «АНЕКО» представил *Артём Андриющенко*.

Было продемонстрировано следующее оборудование: шибберные задвижки ЗМС ГРП на 700 и 1050 атм, арматура для МГРП 180/100x105 K2, крестовины и разводные головки для ГРП и ГНКТ, классическая устьевая арматура ГРП. Охарактеризована технология плакирования условного прохода устьевой арматуры проволокой Inconel 625.

С модульными мобильными воздухоразделительными установками от ООО «КОМГАЗ» ознакомил присутствующих директор предприятия *Дмитрий Лузянин*. Были представлены мобильные установки малой и средней производительности для получения жидкого азота на месторождении по схеме ON-SITE, когда установка размещается на территории заказчика, а заказчик оплачивает только стоимость газа, который он получает.

Установка создана на основе современных конструкторских решений и оснащена системой контроля и управления на базе микропроцессорной техники, в том числе программируемых контроллеров, реализующей сбор и

Hydraulic well tractors are especially effective for the following works:

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

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

Specialized wellhead equipment for hydraulic fracturing, multistage fracturing and coiled tubing was presented by *Artyom Andryushchenko*, Deputy Director General, PC ANECO. He demonstrated the following equipment: hydraulic fracturing gate valve for 700 and 1050 bar, 180/100x105 K2 multistage fracturing fittings, crossheads and separating heads for fracking



and CT operations, conventional frac tree. The technology of cladding the nominal diameter of the wellhead equipment with Inconel 625 wire was described.

Dmitry Luzyanin, Director of KOMGAZ, spoke

about **modular mobile air separation units**. The speaker presented mobile low and medium capacity units for the production of liquid nitrogen on-site, when the unit is located at the customer's site, and the customer pays only the cost of the gas it receives.

The installation was developed on the basis of modern design solutions, and is equipped with a monitoring and control system based on microprocessor technology, including programmable controllers; the system collects and processes information and issues control signals. The monitoring and control system includes operator stations with personal computers designed to display the operational

Спецшасси КАМАЗ/РИАТ в рамках импортозамещения созданы и используются в качестве носителей установок для ГРП и ГНКТ.

Special KAMAZ / RIAT chassis were developed within the framework of import substitution programme and are used for hydraulic fracturing and coiled tubing units.

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

Установка контейнерного типа не требует строительных работ. Вся компоновка блоков производится на заводе, на площадке требуется только соединить блоки. Все блоки адаптированы к перевозке в габаритах автотранспорта и не требуют специальных разрешений.

Забойные двигатели для колтубинга

презентовал менеджер по развитию бизнеса Schoeller-Bleckmann Darron Russia *Денис Лукьянов*. Забойный двигатель – достаточно сложный инструмент, и при выполнении работ по ГНКТ могут возникать различные проблемы, способные привести к непроизводительному времени, общему увеличению длительности скважино-операции, а также выходу забойного двигателя из строя.

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

«Спецтехника из Татарстана. Спецшасси КАМАЗ/РИАТ для оборудования ГРП и ГНКТ» – с таким докладом выступил заместитель генерального директора ОАО «РИАТ» *Евгений Бондаренко*. Спецшасси КАМАЗ/РИАТ в рамках импортозамещения созданы и используются в качестве носителей установок для ГРП и ГНКТ. Докладчик представил достижения компании, имеющей 28-летний опыт на рынке, охарактеризовал производственную инфраструктуру. Главная компетенция ОАО «РИАТ» – спецтехника для нефтегазового комплекса и тяжелых условий эксплуатации. Основные модели: «КАМАЗ-ВАНКОР», «КАМАЗ-БАТЫР», «КАМАЗ-ЛЕВША». Предприятие производит спецтехнику на шасси КАМАЗ под специфику работы заказчика: технологическую, географическую, климатическую и т. д. Произведенные РИАТом доработки позволяют эксплуатировать шасси «КАМАЗ-БАТЫР» в самых сложных условиях, на любых дорогах и экстремальном бездорожье. Для

ООО «ЭСТМ» выпускает гибкую трубу диаметром от 25,4 мм до 88,9 мм с толщиной стенки от 2,6 мм до 5,7 мм, в том числе с запасованным геофизическим кабелем.

ESTM produces coiled tube with a diameter of 25.4 mm to 88.9 mm and wall thickness of 2.6 mm to 5.7 mm, including CT with the injected logging cable.

parameters of the unit and to control the unit in a dialogue mode.

The unit is container-type and does not require any civil works. All the blocks are assembled at the factory, on site you only need to connect the blocks. All blocks have standard dimensions and do not require special permits for transportation.

Denis Lukyanov, Business Development Manager, Schoeller-Bleckmann Darron Russia, presented **Downhole Motors for Coiled Tubing**. Downhole motor is a rather complex tool; during coiled tubing operations various problems may occur that can lead to unproductive time, increase in well operation duration, as well as downhole

motor failure.

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

Special Equipment from Tatarstan. Special KAMAZ/RIAT Chassis for Hydraulic Fracturing Equipment and Coiled Tubing

This was the topic of the presentation made by *Evgeny Bondarenko*, Deputy General Director, RIAT. Special KAMAZ / RIAT chassis were developed within the framework of import substitution programme and are used for hydraulic fracturing and coiled tubing units. The speaker presented the achievements of the company, which has 28-year experience in the market and described the production infrastructure. The main competence of RIAT is special equipment for the oil and gas industry and severe operating conditions. Basic models are as follows: KAMAZ-VANKOR, KAMAZ-BATYR, KAMAZ-LEVSHA. The enterprise produces special equipment on the KAMAZ chassis according to the customer's specificities: technological, geographical, climatic, etc. RIAT modifications make it possible to operate the KAMAZ-BATYR chassis in the most difficult conditions, on any roads and extreme off-road conditions. Multi-axle special chassis are also offered for the needs of the oilfield service sector.

Multistage fracturing tools were presented

нужд нефтесервиса предлагаются также многоосные спецшасси.

Инструменты для многостадийного ГРП представил Чед Гибсон, ответственный исполнитель, The WellBoss Company. Презентация была сосредоточена на методах первичного заканчивания, используемых в России, и обсуждению того, как были адаптированы изменения в технологиях заканчивания, чтобы обеспечить более эффективное использование услуг, повысить эффективность закачки и увеличить нефтеотдачу.

Ростислав Артемюк, директор по развитию ООО «Нефтемаш», рассказал о **производстве и модернизации оборудования для гидроразрыва пластов**. В ООО «Нефтемаш» одновременно развиваются три проекта: производство, модернизация оборудования, а также оказание услуг по цементированию. Машиностроительный проект направлен на создание новых агрегатов и единиц техники с нуля. Сборочные цеха расположены в Сургуте и Златоусте. Разработана конструкторская и проектная документация на ключевые составляющие флота ГРП: насосный агрегат, установка гидратации, установка химических добавок, блендеры, станции управления, подогревающие установки. Проведена конструкторская разработка и реализация проектов по оборудованию ГНКТ. В своих проектах компания старается максимально использовать импортозамещающие технологии.

Директор по развитию направления продаж внутрискважинного оборудования АО «Римера» Дмитрий Мазурец озвучил доклад **«Ижнефтемаш: Импортозамещение как стратегия развития заканчивания российских скважин»**.

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

Для ГНКТ с увеличенными грейдами чрезвычайно важна структура металла после сварки.

In coiled tubing of higher steel grades preserving metal structure after welding is of critical importance.

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

Rostislav Artemyuk, Development Director, Neftemash, informed the audience about **production and modernization of hydraulic fracturing equipment**. Neftemash is simultaneously developing three projects: manufacturing, equipment modernization, and provision of cementing services. The mechanical engineering project is aimed at creating new units and pieces of equipment from scratch. Assembly shops are located in Surgut and Zlatoust. Design documentation has been developed for the key components of hydraulic fracturing fleet: pumping unit, hydration unit, chemicals unit, blenders, control stations, heating units. The company designed and implemented coiled tubing equipment projects. In its projects, the company tries to maximize the use of import substitution technologies.

Dmitry Mazurets, Development Director for Sales of Downhole Equipment, Rimera JSC, delivered the presentation titled **"Izhneftemash: Import Substitution as a Development Strategy for Completion Russian Wells"**.

Izhneftemash is a service division of the Rimera Group. As of the end of 2019 the Group invested 590 mln. rubles into modernization. The company is actively expanding its sales market. A wide network of service shops has been developed in the Russian Federation. In addition to the upper completion segment, in which the Group was active in the Russian and CIS markets, the company also tapped the lower completion market – BHAs for multistage completions. A licensing agreement was

concluded with one North American company, design documentation was purchased and adapted to the local context. As a result, the company got import-substituting solutions in the lower completion segment that are not inferior to the best foreign analogues. The company offers the following: ball-activated solution for cased wellbore or cemented liner, full bore liner solution with mechanically controlled ports, selective packer usable for multistage fracturing and sand jetting operations. The speaker elaborated on each of these three

areas, spoke about the advantages of the equipment and its composition. Individual products and their technological capabilities were also presented.

Coiled tubing

The presentations of well-known manufacturers

Гибкая труба

Усовершенствованию производства основного инструмента колтюбинговых технологий – гибкой трубы и выходу на рынок новых ее видов были посвящены доклады известных производителей этого вида продукции.

Руслан Салдеев, директор по продажам ООО «ЭСТМ», рассказал **об освоении компанией новых видов продукции.**

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

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

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

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

«Апгрейд до первоклассного уровня: новое оборудование от предприятия SHINDA» представил генеральный директор России и страны СНГ, SHINDA (TANGSHAN) CREATIVE OIL & GAS EQUIPMENT CO., LTD *Павел Егоров*.

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

В 2020 году рынок колтюбинга сегментировался на две основные части: традиционные ГТ и ГТ повышенной прочности.

In 2020 the coiled tubing market has been segmented into two main parts: traditional CT and high-strength CT.

were devoted to improvements in the production of coiled tube itself and the introduction of its new types to the market.

Ruslan Saldeev, Director of Sales at ESTM, spoke about **mastering new types of products by the company.**

ESTM is well known to the audience of the conference. When establishing the company, world experts in the field of coiled tubing were involved, the most modern equipment was purchased, the best specialists from pipe-rolling factories and research

institutes were selected on a competitive basis, coiled tubing steel is supplied from ArcelorMittal (France) and POSCO (South Korea). Over the past three years, audits have been carried out by reputable companies, the geography of supplies has been expanded, and 47 long-term contracts for the supply of coiled tubing have been concluded. ESTM produces coiled tube with a diameter of 25.4 mm to 88.9 mm and wall thickness of 2.6 mm to 5.7 mm, including CT with the injected logging cable.

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

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

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

Pavel Egorov, General Manager for Russia and CIS countries, SHINDA (TANGSHAN) CREATIVE OIL & GAS EQUIPMENT CO., LTD made a presentation under the title **"Upgrade to Excellent: New Equipment in Shinda Plant"**.

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

жесточайшем контроле качества продукции.

Летом 2019 года была запущена программа обновления и модернизации оборудования. В ее рамках был проведен анализ производственных узких мест, которые по тем или иным причинам влияют на качество и ресурс готовой продукции. Одновременно с этим программа предусматривала запуск оборудования, позволяющего производить новые уникальные виды продукции. Основными направлениями инвестиций в рамках этой программы стали проектирование и запуск новой линии для производства ГНКТ больших диаметров и грейдов до 160.

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

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

О непрерывных инновациях, ведущих к дальнейшим успехам в производстве гибких насосно-компрессорных труб, рассказали *Кевин Эллиотт*, директор по продуктовой линейке, и *Джон Олбоу*, инженер по продукту, представлявшие компанию NOV Quality Tubing.

Была дана характеристика современных условий ведения бизнеса и того, как компания адаптируется к новой реальности. В 2020 году рынок колтюбинга сегментировался на две основные части: традиционные ГТ и ГТ повышенной прочности. Традиционные ГТ компания производит уже десятилетия, в том числе с косыми швами. Некоторые виды труб – до 40 лет.

Рынок колтюбинга сегментирован географически неоднородно. Традиционные стандартные трубы 80-го и 90-го грейда все еще удерживают неоспоримое чемпионство по объемам использования, однако предполагается, что колтюбинг повышенной прочности занимает уже порядка 25% глобального рынка с преимущественной концентрацией в США, Канаде, Мексиканском заливе, но завоевывая позиции в Северном море, ОАЭ, Аргентине и других странах. Что же это означает в части производства? Для пользователей нет особой разницы, использовать традиционный колтюбинг или колтюбинг повышенной прочности. Но не для производителей. Quality Tubing

Колтюбинг повышенной прочности занимает уже порядка 25% глобального рынка.

It is assumed that high-strength coiled tubing already accounts for about 25% of the global market.

processes and state-of-the-art equipment with strict quality control.

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

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

guaranteed quality parameters of welding seams and ensuring reliability of bias welds as well as CTs of all grades.

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

Kevin Elliott, Product Line Director, and *John Albaugh*, Product Engineer, NOV Quality Tubing spoke about **continuous innovation and further advances in coiled tubing**

manufacturing.

They provided description of the current business environment and how the company adapts to the new reality. In 2020 the coiled tubing market has been segmented into two main parts: traditional CT and high-strength CT. The company has been producing traditional CTs for decades, including tubulars with bias welds. Some types of tubulars have been in production for up to 40 years.

In terms of geography the coiled tubing market has uneven segmentation. Conventional 80-th and 90-th grade tubulars are still champions in terms of their usage, however, it is assumed that high-strength coiled tubing already accounts for about 25% of the global market with predominant concentration in the USA, Canada, the Gulf of Mexico, but gaining stronger positions in the North Sea, UAE, Argentina and other countries. What

уже 42 года производит гибкие трубы, и всегда одним и тем же способом: штрипс, сварка, косой шов. Затем происходит процесс закалки и отпуска, в результате которого колтюбинг приобретает повышенную прочность. Труба очень быстро разогревается до чрезвычайно высокой температуры (примерно до 900 °C), вслед за этим остужается, как правило, обычной водой, а затем проводится закалка: труба снова нагревается до 500–600 °C. Таким образом получается закаленная ГНКТ. Для производства трубы повышенной прочности можно взять сталь 90-го или 100-го грейда, но в Quality Tubing предпочитают использовать собственные грейды стали, что обеспечивается долгосрочным взаимодействием с надежными поставщиками. Это обеспечивает стабильность качества и предсказуемость и для заказчика.

Менеджер по продаже оборудования ООО «Джерри-Нефтегазовое оборудование» *Константин Покрепин* озвучил доклад **«Трубы ГНКТ производства Jason»**. Компания Jason производит гибкие трубы всех марок, диаметров и толщин стенок в строгом соответствии со стандартом API 5ST. Компания также оказывает услуги по дополнительной подготовке внутренней поверхности ГНКТ, установке геофизического кабеля в ГНКТ, инспекции и анализу состояния ГНКТ. Производственные линии компании Jason укомплектованы самыми передовыми и надежными мощностями известных мировых брендов. С самого начала деятельности конференций ICoTA-Китай в 2015 году компания Jason Energy Technologies Co., Ltd. является их активным участником и надежным партнером.

Важное место в продвижении новых технологий на российский рынок занимает информационная поддержка этого процесса, в частности, **обучающие семинары по ГНКТ, ГРП, направленному бурению**, которые лекторы, приглашенные ICoTA-Россия, готовы провести для российских слушателей. Исполнительный директор ICoTA-Россия *Артём Грибов* рассказал об условиях участия в таких семинарах и конкурентных преимуществах, которыми они могут наделить отечественные компании. Завершая выступление, Артём Грибов сказал очень простые и очень точные слова: «Этот год для всех нас очень сложный, но вместе мы прорвемся!».

Нет сомнений, что мы прорвемся! Потому что в этом году нам удалось организовать и успешно провести практически единственную в отрасли очную конференцию, потому что вокруг мероприятия сплотилось ядро искренних приверженцев высокотехнологичного нефтегазового сервиса, просто потому, что мы сильные.

Ждем вас на 22-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы», которая обязательно состоится осенью 2021 года.

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

does this mean in terms of production? There is no big difference for the users whether to use conventional or high-strength coiled tubing. But not for manufacturers. Quality Tubing has been producing coiled tubing for 42 years, and always in the same manner: steel strips, welding, bias weld. Then the tubular is subject to tempering and quenching, as a result of which it acquires increased strength. The tubular is quickly heated up to an extremely high temperature (to about 900 °C), after which it is cooled down, usually with ordinary water, and then tempered – heated up again to 500–600 °C. Thus, the quench and tempered coiled tubing is produced. To produce high-strength coiled tubing one can take the 90-th or 100-th grade of steel; Quality Tubing prefers to use its own grades, since the company has long-term cooperation with reliable suppliers. This ensures consistent quality and predictability for the customer.

Pokrepin Konstantin, Equipment Sales Manager at Jerry-Oil and Gas Equipment, made a presentation **"Coiled Tubing Manufactured by JASON"**. Jason manufactures coiled tubing in all grades, diameters and wall thicknesses in strict accordance with API 5ST. The company also provides such services as additional preparation of the CT inner surface, logging cable installation, inspection and analysis of the coiled tubing condition. Jason's production lines are fitted with the most advanced and reliable equipment of renowned international brands. Since the very first ICoTA-China Conference in 2015 Jason Energy Technologies Co. has always been an active participant and reliable partner of such events.

Information support plays an important role in promoting new technologies on the Russian market. So, ICoTA-Russia is ready to invite lecturers and organize **educational seminars on coiled tubing, hydraulic fracturing, directional drilling**. *Artyom Gribov*, Executive Director of ICoTA-Russia spoke about participation in such seminars and the competitive advantages it can give to domestic companies. Concluding his speech, Artyom Gribov said a very simple but correct phrase: "This year is very difficult for all of us, but together we will get through it!"

There is no doubt that we will break through! Because this year we managed to organize and successfully hold nearly the only face-to-face conference in the industry. It was possible due to the unity of adherents of high-tech oil and gas services, simply because we are strong.

Looking forward to seeing you at the 22-nd International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference that will definitely take place in the fall of 2021.

Analytical Group of the Coiled Tubing Times

Описание

Универсальный устьевой протектор OSES предназначен для защиты устья скважины от высоких давлений и абразивных жидкостей при закачке под давлением. При номинальном давлении до 1380 атм (20 000 psi) применение протектора может устранить необходимость модернизации устья скважины с учетом давления разрыва пласта во время проведения работ.

Назначение

Повышает безопасность на скважине за счет защиты персонала и оборудования от высокого давления во время проведения обработок на скважине. Продлевает срок службы устья скважины и клапанов, используемых при заканчивании, при закачке под давлением, а также снижает необходимость глушения скважины для замены оборудования. Позволяет получить больше вариантов проведения обработки за счет увеличения допустимых устьевых давлений.



Решения

Универсальный устьевой протектор разработан для защиты устьевого оборудования от повреждений в процессе работ по интенсификации добычи, возникших вследствие:

- высокого давления обработки при ГРП (до 1380 атм – 20 000 psi);
- эрозии, вызванной закачкой больших объемов проппанта при многостадийных ГРП;
- многостадийных ГРП с большим количеством стадий и расходами жидкости;
- повреждений, вызванных коррозионной жидкостью.

Контактная информация

TOO Temir Energy Central Asia
Тел.: +7 701 933-66-17
info@temir-energy.kz
<https://temir-energy.kz>



Интеграция технологий внутрискважинных работ и бурения станет стандартной практикой в нефтегазовой отрасли

How Well Intervention and Drilling Technologies Integration will be the Next Normal for O&G Industry

Юссеф ЧААРИ, основатель компании
CoilDRILLING Consultancy

Youssef CHAARI, Founder of CoilDRILLING Consultancy



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

Введение

Насколько нефтегазовая отрасль подвержена влиянию различных изменений и инфоповодов, например, обычных постов в твиттере? Как сделать отрасль по-настоящему устойчивой, в отличие от всех слоганов, которые мы сегодня слышим от крупных сервисных или добывающих компаний? Какая бизнес-модель может стать средством защиты от влияния кризисов на сервисные компании, малые и средние предприятия, общество? И кто может возглавить это изменение отрасли?

В отличие от любой другой статьи, эта статья начинается с вопросов, поскольку ответы на эти вопросы хочет узнать каждый. Информации об анализе проблемы предостаточно. Сейчас происходит масштабная цифровая трансформация нефтегазовой отрасли. Это подтверждается возрастающим мировым спросом на устойчивую энергетику. Именно эта трансформация является основной причиной того, что весь энергетический сектор во главе с нефтегазовыми компаниями становится настолько уязвимым к любым изменениям. Но как эта трансформация влияет на социальный аспект, профессиональное сообщество, возможности трудоустройства? На протяжении последних 40 лет с момента начала активного роста нефтегазового сектора основными причинами кризисов были события или ряд событий политического характера (войны, смены режимов, конфликты), экономического характера



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

Introduction

How vulnerable to variations is our industry becoming, even to simple tweets? How can it be transformed

to a truly resilient industry unlike all slogans that we hear nowadays from big service companies or operators? Which business model can be a remedy to recessions impact on service companies, SMEs, community? And who can lead this change?

Contrasting any other article, I started with the questions because everyone is craving to hear solutions. We had enough from diagnosing the challenges. Oil and Gas industry is experiencing a huge digital transformation justified by an increased global need for a sustainable energy supply. It is indeed one of the main reasons exposing the energy sector led by O&G to be so vulnerable to any changes. But where is social consideration, community, job opportunities in all that? During the last four decades, when O&G started its real thriving activity, recessions were always a consequence of an event or a series of event, mainly politically (wars, regime change, conflicts...), economically (2006 economic crisis

(экономический кризис банковской сферы в 2006 году) либо технологические изменения (третья промышленная революция с автоматизацией нескольких задач).

Мрачный период нефтегазовой отрасли

При анализе нашей отрасли с помощью модели PESTEL (политика, экономика, социальная сфера, технологии, окружающая среда, законодательство) политический фактор оказывается наиболее значимым. Во время последнего кризиса война цен формально происходила между ОПЕК и Россией, однако сейчас ясно, что она была нацелена на американскую сланцевую промышленность, которая, в свою очередь, в 2013 году стала причиной отраслевого кризиса 2015 года. Вполне понятно, что каждая страна несет ответственность за удовлетворение национального спроса на энергоносители. Последнее десятилетие ознаменовано развитием государственных нефтяных компаний благодаря переходу власти и инвестиций от международных нефтяных компаний. В настоящее время международные нефтяные компании Западной Европы используют все ресурсы для того, чтобы выставить сектор ископаемых видов топлива в негативном свете. Компаниям не хватает запасов на их территории и, как правило, они создают совместные предприятия с государственными нефтяными компаниями. Этот процесс управляется правительствами разных стран с помощью Международного энергетического агентства (МЭА), которое на самом деле должно работать в интересах развития глобальной энергетической устойчивости.

На рисунке 1 представлено количество выбросов CO₂ по странам, на рис. 2 – степень ночной освещенности разных стран. Парадоксально, но к снижению выбросов CO₂ призывают страны с самой высокой степенью освещенности. Мне любопытно, как эти страны справлялись бы с холодной температурой ночью, если бы не выбросы углекислого газа в Восточной Европе, Северной Африке и на Ближнем Востоке.

Еще в 2010 году МЭА сделало прогноз на рост спроса на углеводороды. Этот прогноз оказался достаточно точным на протяжении 9 лет до пандемии коронавируса. Затем спрос резко упал. Однако со сменой руководства в деятельности МЭА можно заметить явную непоследовательность. В центре внимания агентства оказались экологические проблемы, и началась пропаганда нулевого выброса углерода в 2030 году. Новая стратегия является частью плана по изменениям, направленным на разморозку текущей ситуации, ее изменение и последующую заморозку.

Частота кризисов

Какое отношение все это имеет к нашим вопросам? К уязвимости энергетического сектора,



Рисунок 1 – Выброс углекислого газа, данные Международного энергетического агентства
Figure 1 – CO₂ emission as per International Energy Agency



Рисунок 2 – Карта ночной освещенности
Figure 2 – World Lighting by Night

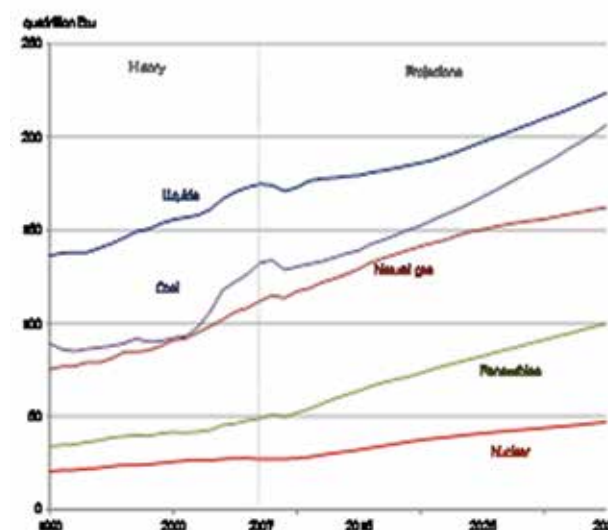


Рисунок 3 – Мировое потребление энергии по типу энергоносителя. Прогноз развития мировой энергетики, 2010 год
Figure 3 – World Energy Consumption by Energy Type, 2010 Outlook Report

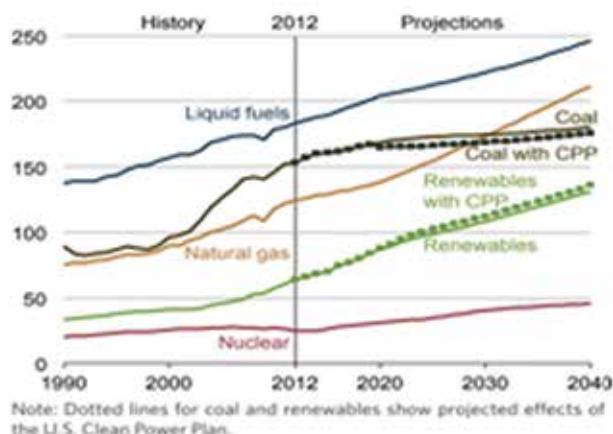


Рисунок 4 – Мировое потребление энергии по типу энергоносителя. Прогноз развития мировой энергетики, 2016 год

Figure 4 – World Energy Consumption by Energy Type, 2016 Outlook Report

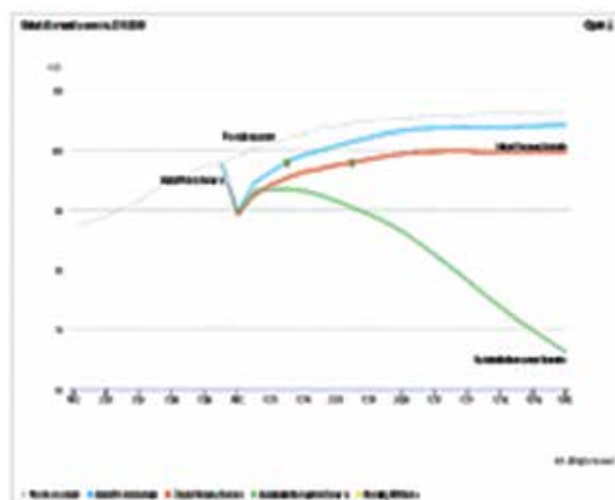


Рисунок 5 – Мировое потребление энергии по типу энергоносителя. Прогноз развития мировой энергетики, октябрь 2020 года

Figure 5 – World Energy Consumption by Energy Type, October 2020 Outlook Report

сокращению производства? К сроку работы предприятий малого и среднего бизнеса?

Компания CoiDRILLING Consultancy проверила данные о кризисах в США за последние 40 лет (в отличие от других стран, эти данные есть в свободном доступе) и пристально изучила данные за последние 20 лет. Примечательно, что кризисы характеризуются тремя основными этапами: снятие оборудования с эксплуатации, ликвидация и сокращение производства, восстановление производства.

Важно отметить, что срок эксплуатации оборудования всегда составляет менее половины периода полной амортизации. Например, это

due to the banking industry) or technologically related (the 3rd industry revolution by computerizing several tasks).

Oil and Gas grim time

A general PESTEL model applied to our industry will definitely highlight a very influential political factor. During the last recession, we noticed the price war ostensibly between OPEC and Russia but it is clear nowadays that it targeted the US shale industry, which in its turn back in 2013 was the reason behind the 2015 industry crisis. It is understandable that each nation has the responsibility to secure its national energy demand. With the switch of power and investment from IOCs to NOCs, the last decade was marked by more maturity from the last ones. Western Europe IOCs are nowadays using all resources to demonize the fossil fuel industry, something they are lacking in their territories and generally acquire from JVs with NOCs. The distortion is led by governments using International Energy Agency IEA, supposedly working for a global benefit of the energy sustainability.

Figure 1 shows the amount of CO₂ emissions by country, while Figure 2 shows the countries lighting by night... Paradoxically, countries calling for low emissions are the shiniest by night... I'm curious how those countries are keeping up with cold by night, if it wasn't emissions from Eastern Europe, North Africa and Middle East.

The IEA forecasted a relatively decent trend of hydrocarbons demand back in 2010. Those predictions were fairly close to the reality after 9 years just before the pandemic, then the oil glut.



Рисунок 6 – Цикл кризисов
Figure 6 – Recessions Cycle

Suddenly under the new management, a clear inconsistency was noticed, the environmental concerns became the agency focus and started the propaganda of the 2030 zero carbon emission. The new outlook is a sort of a strategic change management created to unfreeze a situation, change, then refreeze it back.

Recessions frequencies

What all that had been said has to do with our

характерно для флота ГРП, в котором насосные агрегаты обычно учитываются в бухгалтерском балансе и в отчете о прибылях и убытках отражаются в течение 8 лет. Как правило, капитальное техническое обслуживание за этот срок производится 2 раза в соответствии с инструкцией производителя. Аналогичная ситуация, но в большем масштабе, характерна для бурового оборудования. Здесь первое техническое обслуживание производится после 10 лет эксплуатации. Как и следовало ожидать, командой CoilDRILLING было обнаружено, что кризисы в отрасли бурения скважин происходят реже – в среднем каждые 7–8 лет.

Влияние кризисов на малый и средний бизнес и нефтегазовую отрасль в целом

Малые и средние предприятия, в основном в США, Восточной Европе, а в последнее время и на Ближнем Востоке, должны будут пройти через два первых этапа кризиса: накопление основных средств в надежде на восстановление отрасли, а затем их ликвидация в тот момент, когда согласно отчету о прибылях и убытках для покрытия инвестиций необходимо обеспечить денежный поток. Кроме того, для смягчения влияния кризиса малым и средним предприятиям придется прибегнуть к сокращению персонала. При ликвидации оборудование продается за копейки, что является отличной возможностью для компаний с положительным денежным потоком, для банков и инвестиционных фондов. Оборудование продается по причине того, что оно является узкоспециализированным: насосы высокого давления ГРП, смесительные емкости, специальные модули компоновок низа колонны и др.

Факторы для новой модели устойчивой отрасли

Пропаганда, проводимая МЭА и правительством Западной Европы, в основном базируется на трех основных факторах: безопасность, защита окружающей среды и рентабельность. Уровень сложности работы в нефтегазовой отрасли по показателям травматизма и аварий несопоставим ни со строительной, ни с любой другой промышленностью, за исключением космической. Также известно, что основной технологической задачей является разработка трудноизвлекаемых запасов. Совершенствование технологии невозможно без инвестиций. Это характерно для технологии ГРП, которая с 2013 года стала широко востребованной. Поэтому если мы будем рассматривать все указанные проблемы в рамках двух дисциплин, мы обнаружим, что решением является интеграция технологий внутрискважинных работ и бурения. В этих двух сферах оборудование используется для широкого

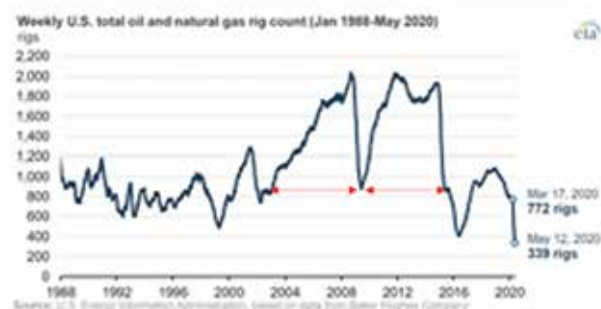


Рисунок 7 – Динамика числа буровых установок в США

Figure 7 – US Rig Counts Cycles

concerns? Layoffs, Vulnerability? SMEs short life?

CoilDRILLING Consultancy went back and checked last four decades of recessions data in the US (publicly shared unlike other governments), and focused mainly on the last 20 years in which we have a condensed data. Notably recessions are characterized by 3 main steps: stack up resources, liquidation and layoffs, and recovery.

It is important to notice that the usage time of an equipment is always less than half of its full depreciation cycle. As an example, for a Frac fleet, where pumping units are normally accounted in the balance sheet and reflected for 8 years in the P&L. This duration is generally counted as two major maintenance as per the original equipment manufacturer OEM. The same thing is noticed but at a bigger scale for the rig equipment considering 10 years before its first major. Expectedly, the CoilDRILLING team found out that recessions affecting drilling activities have lower frequency, counting for an average of 7 to 8 years.

Impact on SMEs and O&G in general

SMEs, mainly in US, Eastern Europe, recently in the Middle East, will have to go through the two first steps of a recession, notably the stack up equipment in a hope of any activity rebound, then liquidation once the P&L dictates that a revenue must be generated to cover for the investment installment. Layoffs are also one practice that SMEs will have to apply in order to mitigate their compensation. The liquidated equipment, generally sold desperately for a sacrificial amount, are golden opportunities for cash holders, particularly corporates with good cash management and investment institutions like banks and investment funds companies. The need to sell these equipment spouts from the fact that they are specialized equipment only used for fit for purpose activities, ie but not limited to frac high pressure pumping, customized mixing tanks, specific drilling BHA modules, etc...

New resilient model specifications

Going back to the distortion propaganda led by

спектра задач – для ГРП, внутрискважинных работ, капитального ремонта и т. д.

Таким образом, лучшей стратегией для повышения гибкости и устойчивости малого и среднего бизнеса является использование оборудования широкого назначения и персонала с широкой специализацией. Эта стратегия известна как «Наращивание потенциала» для повышения устойчивости и получения конкурентного преимущества.

На примере бурения на колтюбинге

При изучении периодов кризисов и последующих восстановлений было обнаружено, что для разработки доказанных запасов зрелых месторождений компании-операторы используют технологию бурения на колтюбинге, что позволяет снизить риск остановки скважины. Также эта технология используется для разработки пластов с такими осложнениями, как аномально высокое давление или повышенное содержание сероводорода. Технология бурения на колтюбинге на депрессии включает в себя 3 сферы: внутрискважинные работы, оценка пласта и бурение. Благодаря универсальности используемого оборудования (адаптированная установка ГНКТ, адаптированный комплекс оборудования для бурения на депрессии) технология позволяет сделать бизнес более гибким и устойчивым. Еще одним конкурентным преимуществом является широкая специализация рабочего персонала. Это позволяет снизить объем сокращений персонала и повысить социальную ответственность бизнеса при поддержке государства и сообщества.

Сейчас перед данной технологией стоят те же вызовы, которые стояли перед технологией ГРП в 90-е и начале 2000-х годов. Когда США начали внедрять результаты инженерных исследований для разработки сланцевых месторождений, спрос на ГРП резко возрос. По прогнозам CoilDRILLING у технологии бурения на колтюбинге будет такой же тренд развития. Инвесторы и предприятия малого и среднего бизнеса будут делать всё возможное, чтобы бурение на колтюбинге стало доступной технологией, как это было с ГРП в 2013 году.

Преимущества бурения на колтюбинге

Резкий рост спроса на бурение на колтюбинге связан с высоким уровнем безопасности, сохранением коллекторских свойств пласта, высокой рентабельностью как для добывающих, так и для сервисных компаний, а также с доступностью технологии. Во время роста спроса на бурение в 2016 году было сложно найти доступную буровую установку. Добывающие компании на Ближнем Востоке внедрили концепцию скважин специального

the IEA and West Europe government, it is mainly focusing on 3 main factors: Safety, Environment and Profitability. Looking to the complexity of our operations vs the injury rate and LTIs, it is not even comparable to the construction industries or any other industries except for Space industry. It is also known that technology purpose is to unlock challenging reserves. Without investment, there will not be technology improvement, similarly for most Frac activity, starting from 2013, it becomes a commodity. So, if we plot all these challenges in a consortium of 2 disciplines, we will find that Well Intervention and Drilling will present a remedial for these challenges. The two disciplines' equipment are multipurpose use resources, in Frac, well intervention, well recovery, workovers, etc...

Consequently, multipurpose equipment and multiskilled personnel is the best strategy for a flexible and resilient business for SMEs. It is known as Building Capacity to build resilience and keep a competitive advantage aspect over corporates.

CTD is an example

When we studied recessions and recoveries closely, we noticed that CTD was one of the techniques applied by few Operators to extract their brown proven reserves reducing risks of dry holes, or challenging reserves such as HP, sensitive or highly sour reservoirs. Well intervention, Reservoir Characterization and Drilling Integration through CTUBD (CT Underbalanced Drilling) will give the business model more resilience and flexibility by the versatility of the equipment used (adapted Coil unit, adapted Testing package for UBD). Multiskilled manpower is also another advantage, as a company layoff will be reduced and CSR will be cherished by governments and communities.

This technique is going through same challenges Frac went through during the 90s and start of 2000. When US decided to use the study of some engineers to develop shale, Frac activity boomed. CoilDRILLING is expecting the same trend for CTD. Investors and SMEs would be leading the path for CTD to become affordable for all similarly to Frac in 2013.

Benefits of CTD

It is now when industry most need CTD, for its safe operations, reservoir preservation, profitability for both operator and service company, and mainly availability. During pick up activity in 2016, rigs availability was a challenge. Operators in the Middle East introduced the concept of Pre-set wells: these candidates were drilled by existing conventional rigs in the region. Once drilled and completed the well to the top of reservoir, a CTUBD rig package was mobilized to continue drilling while conventional rig moved to the next well pad.

CTD was always perceived expensive by most of

назначения, бурение которых производилось с помощью стандартных буровых установок, имеющихся в регионе работ. После бурения скважины до кровли продуктивного пласта и заканчивания на скважину устанавливался комплекс оборудования для продолжения бурения на депрессии на колтюбинге. При этом стандартная буровая установка передвигалась на следующий куст.

Как правило, большинство добывающих компаний считают, что бурение на колтюбинге является дорогостоящей операцией. Поэтому в большинстве компаний обучение персонала бурению на колтюбинге не производится. Это характерно и для сервисных компаний. Для определения эффективности применения бурения на колтюбинге необходимо сравнить следующие показатели:

- стоимость работы;
- длительность работы;
- эксплуатацию буровой установки;
- стоимость проходки;
- дебит скважины после бурения.

На рисунке 8 представлено сравнение технологий стандартного бурения и бурения на депрессии на колтюбинге. Сравнение выполнено добывающей компанией после внедрения бурения на колтюбинге в рамках общей программы бурения для разработки новых и зрелых месторождений. ☉

operators by just comparing the day rates. Due to that most of them don't develop the skills of CTD among their employees. The same issue goes for the service companies. The best way to evaluate CTD if it's an efficient solution is to compare:

- Well costs
- Well duration
- Rig utilization
- \$/ft
- Post Drilling production

Below is the scaled comparison performed by an operator to compare conventional vs CTUBD operations after introducing the CTD concept as part of the overall drilling program to develop new and mature fields. ☉

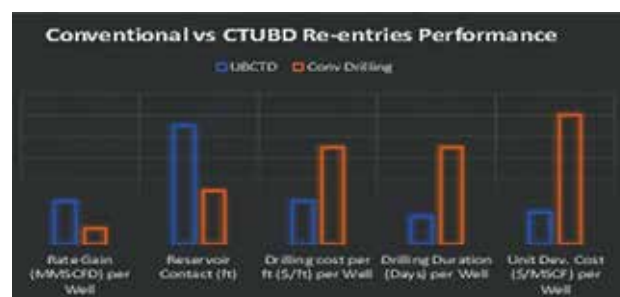


Рисунок 8 – Сравнение эффективности стандартного бурения и бурения на депрессии на колтюбинге

Figure 8 – Conventional vs CTUBD Re-entries Performance





ESTM



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

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



ГРУППА ФИД - ВАШ ПАРТНЁР В ОБЛАСТИ ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ РЕМОНТА СКВАЖИН

20
ЛЕТ

ОПЫТА



ИЗГОТОВЛЕНИЕ
ПО ИНДИВИДУАЛЬНОМУ
ТЕХНИЧЕСКОМУ ЗАДАНИЮ



ШИРОКАЯ СЕТЬ
СЕРВИСНЫХ ЦЕНТРОВ



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



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

Колтюбинговое бурение боковых ответвлений с применением системы направленного бурения

Drilling Lateral Channels Using Coiled Tubing Directional Drilling System

Ирек АДЫЛГАРЕЕВ, заместитель начальника – главный инженер ООО «ТаграС-РемСервис» предприятие «АктюбинскРемСервис»; Сергей АТРУШКЕВИЧ, главный конструктор – первый заместитель директора, СЗАО «Новинка», Группа ФИД

Irek ADYLGAAREEV, Deputy Chief – Chief Engineer at "Tagras-RemServis" LLC, branch "AktyubinskRemServis"; Sergei ATRUSHKEVICH, Chief Designer – First Deputy Director at CJSC Novinka, FID group

Презентация была представлена в программе 21-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы» (26-27 ноября 2020 года, Москва).

The presentation was part of the program of the 21st International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference (November 26-27, 2020, Moscow, Russia).

В презентации рассматривается технология бурения боковых горизонтальных ответвлений малого диаметра с точки зрения извлечения трудноизвлекаемых запасов из неоднородных плотных коллекторов.

В озвученном на 20-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы» (2019 год) совместном докладе Ирека Адылгареева и Эдуарда Абусалимова были освещены технологические решения, использованные в компании «Татнефть», проблемы, обнаружившиеся при внедрении технологии, а также результаты применения данной технологии и точки технологического роста. (Опубликовано в «ВК» № 71, с. 20–23).

The presentation describes the technology for drilling small-diameter horizontal lateral channels for producing hard-to-recover reserves from heterogeneous tight reservoirs.

The joint report delivered by Irek Adylgareev and Eduard Abusalimov at the 20th International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference (2019) highlighted the technological solutions used in Tatneft, challenges faced during implementation, results of the application of this technology and points of technological growth. (Published in "CTT" № 71, p. 20–23).



таграс
нефтесервисный
холдинг



ООО «ТаграС-РемСервис»

1

Колтюбинговое бурение боковых ответвлений с применением системы направленного бурения

И.Н. Адылгареев (ООО «ТаграС - РемСервис»)

С.А. Атрушкевич (СЗАО «Новинка»)



Колтюбинговое бурение боковых ответвлений с применением системы направленного бурения Drilling Lateral Channels Using Coiled Tubing Directional Drilling System

В последние годы общий вектор разработки в ПАО «Татнефть» смещается в сторону месторождений, сложенных карбонатными породами, относящимися к категории трудноизвлекаемых с общей долей невовлеченных запасов 57%. Текущие темпы отбора запасов не позволяют эффективно вырабатывать весь ресурсный потенциал карбонатов нижнего и среднего карбона – общая доля извлеченных запасов составляет 21%.

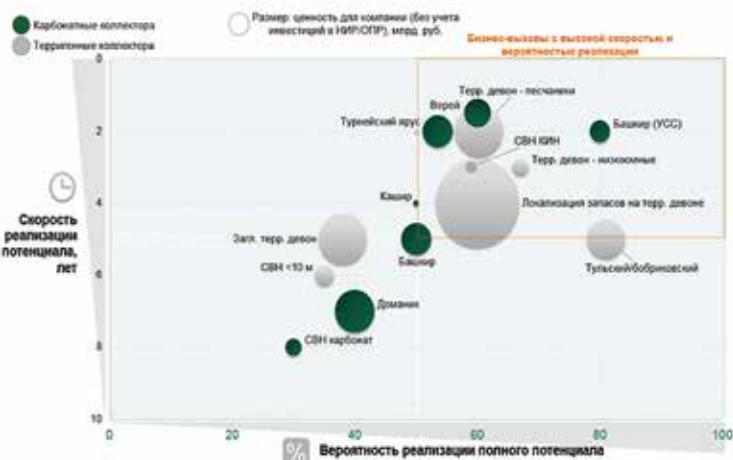
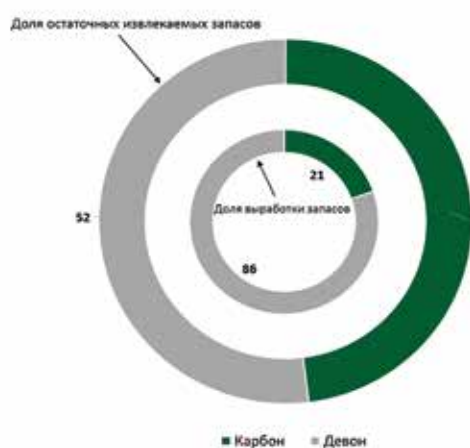
Процесс разработки данных пластов осложняется наличием естественных трещин, простирающихся в вертикальном направлении, отсутствием эффективной системы ППД и близким расположением водонасыщенных пластов, что в совокупности увеличивает риски прорыва пластовой воды, особенно при применении методов стимуляции пласта. Следует отметить, что для башкирского и турнейского ярусов характерно низкое пластовое давление (в среднем 50–30% от начального). Перечисленные факторы оказывают негативное влияние на коэффициент извлечения углеводородов и на продуктивность скважин.

In recent years, the main focus in TATNEFT PJSC has shifted towards the fields with carbonate reservoirs with the total share of hard-to-recover reserves amounting to 57%. The current production rate does not allow to effectively develop the entire resource potential of Lower and Middle Carboniferous carbonates – the total share of recovered reserves is 21%.

The development of these reservoirs is complicated by the presence of natural fractures running vertically, the lack of an effective water injection system and the proximity of water-saturated formations. These factors increase the risk of water breakthrough, especially when reservoir stimulation techniques are used. It should be noted that the Bashkirian and Tournaisian stages are characterized by low reservoir pressure (on average 50–30% of the initial pressure). The above-mentioned factors have a negative impact on the hydrocarbon recovery factor and well productivity.

2

СООТНОШЕНИЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ЗАПАСОВ И ИХ ВЫРАБОТКИ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ТИПА КОЛЛЕКТОРА





ООО «ТаграС-РемСервис»

Колтюбинговое бурение боковых ответвлений с применением системы направленного бурения Drilling Lateral Channels Using Coiled Tubing Directional Drilling System

Для решения задачи интенсификации притока нефти в этих условиях широкомасштабное применение получили простые соляно-кислотные обработки, а в дальнейшем и более сложные селективные технологии. Важно подчеркнуть, что значительная доля карбонатных объектов разработки эксплуатируется с применением скважин с открытым горизонтальным окончанием, в которых многократные кислотные обработки со временем не приносят экономически обоснованных результатов и имеют недостаточную продолжительность эффекта (около 3–5 месяцев).

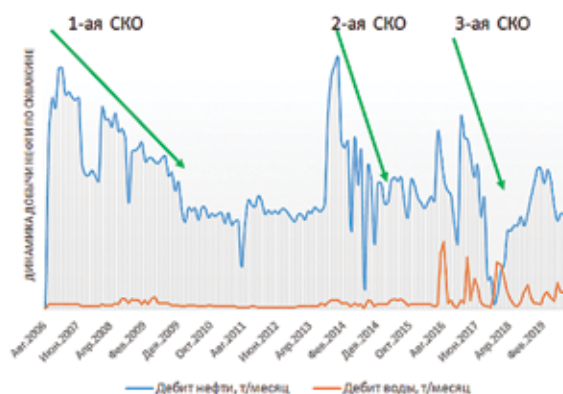
Simple hydrochloric acid treatments and later more complex selective technologies have been widely used to solve the challenge of oil inflow stimulation in these conditions. It is important to underline that a significant proportion of carbonate reservoirs are developed with open-hole horizontal completion, where repeated acid treatments fail to provide economically viable results over time and have insufficient effect duration (about 3–5 months).

3

ОСНОВНЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ВЫЗОВЫ СТОЯЩИЕ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ИДН

- низкое пластовое давление, отсутствие системы ППД
- высокая кратность ранее выполненных ОПЗ, снижение результативности
- неоднородность воздействия на пласты
- неравномерная выработка запасов
- применение методов интенсификации, не обеспечивающих принципиальное изменение зоны выработки запасов

Динамика работы скважины за 2006-2019гг.



Колтюбинговое бурение боковых ответвлений с применением системы направленного бурения Drilling Lateral Channels Using Coiled Tubing Directional Drilling System

В компании «Татнефть» совместно с СЗАО «Новинка» был реализован проект бурения боковых каналов малого диаметра с последующей динамической стимуляцией.

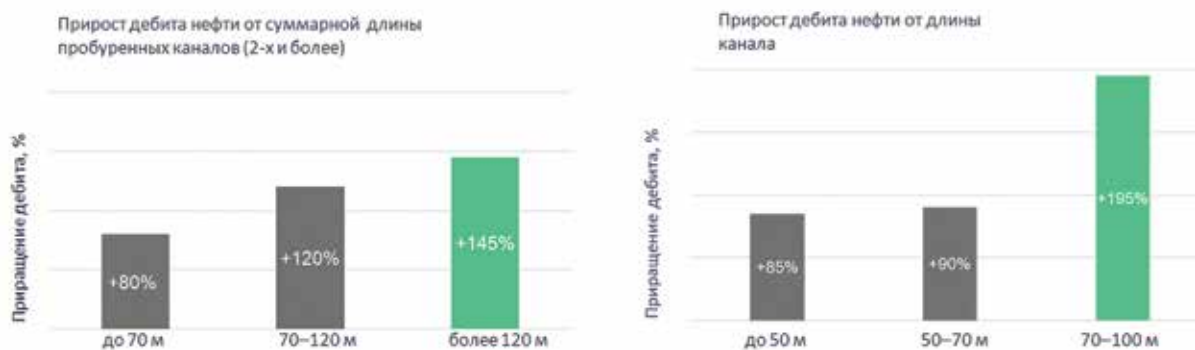
В процессе тестирования различных технических приемов опробованы различные приемы создания каналов: от создания нескольких каналов небольшой длины (30–50 м) до единичных каналов длиной 100 м. Наилучшие результаты показал метод создания более протяженных каналов длиной около 100 м – прирост дебита составил +195%.

Tatneft in cooperation with Novinka CJSC implemented a project for drilling small diameter lateral channels followed by dynamic stimulation.

Various techniques were tested with different approaches to channel creation: from creation of several channels of small length (30–50 m) to single channels of 100 m length. The method of creating longer channels of about 100 m in length demonstrated the best results – the flow rate increase was +195%.

4

ВЛИЯНИЕ ДЛИНЫ ПРОБУРЕННЫХ КАНАЛОВ НА ДЕБИТ



✓ Прирост дебита нефти увеличивается пропорционально длине канала – не количеству



ООО «ТаграС-РемСервис»

Колтюбинговое бурение боковых ответвлений с применением системы направленного бурения Drilling Lateral Channels Using Coiled Tubing Directional Drilling System

Важное значение с точки зрения результативности имеет полноценная очистка каналов от частиц выбуренной породы. Простая закачка кислоты в канал приносила результат на 40% меньше по сравнению с полноценной гидромониторной резкой при высоком давлении в пробуренном канале. При этом с увеличением удельных объемов кислоты с $0,04 \text{ м}^3/\text{м}$ до $0,2 \text{ м}^3/\text{м}$ и глубины воздействия «резанием» породы наблюдался значительный прирост притока нефти.

In terms of efficiency it is important to fully clean out the channels from the drilled rock particles. Simply pumping acid into the channel yielded 40% less result as compared to robust jetting at high pressure in the drilled channel. At the same time, the increase of specific volume of acid from $0,04 \text{ м}^3/\text{м}$ to $0,2 \text{ м}^3/\text{м}$ and jetting penetration depth has led to a significant growth of oil rate.

5

ВЛИЯНИЕ ДЛИНЫ ПРОБУРЕННЫХ КАНАЛОВ НА ДЕБИТ



✓ наблюдается тенденция увеличения дебита нефти при увеличении удельных объемов кислоты и соблюдении режима гидромониторной резки

Колтюбинговое бурение боковых ответвлений с применением системы направленного бурения Drilling Lateral Channels Using Coiled Tubing Directional Drilling System

Важным фактором является отклонение канала от основного ствола. Небольшой суммарный отход забоя нового канала (до 5 м) дает незначительный результат по сравнению с каналами, имеющими отход 5 м и более. Разница в увеличении прироста дебита нефти составляет соответственно +95% и +180%. Эти цифры зафиксировали для дальнейшего анализа.

Deviation of the channel from the main borehole is an important factor. The small cumulative deviation of the new channel (up to 5 m) provides limited results as compared to channels with deviation of 5 m or more. The difference in incremental oil rate is +95% and +180%, respectively. These values were recorded for further analysis.

6

ВЛИЯНИЕ УДАЛЕНИЯ КАНАЛА ОТ ОСНОВНОГО СТВОЛА

- наблюдается характерная тенденция увеличения дебита нефти с отдалением канала от основного ствола

- предлагается продолжение бурения каналов с максимальным отходом от основного ствола





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

Колтюбинговое бурение боковых ответвлений с применением системы направленного бурения Drilling Lateral Channels Using Coiled Tubing Directional Drilling System

В результате проведенных работ мы нашли оптимальную комбинацию технологических решений при бурении боковых каналов, определили потенциальные точки роста.

В процессе реализации проекта был проведен НИОКР по созданию научно-технической продукции, проведен ряд совещаний, и в январе 2019 года был заключен договор по реализации опытных работ по созданию компоновки по управляемому бурению на ГНКТ с СЗАО «Новинка».

As a result, the team discovered the optimal combination of technological solutions for drilling lateral channels and identified potential points of growth.

During the project implementation, the team carried out research and development for the creation of scientific and technical products. A number of meetings were held, and in January 2019, a contract was concluded with Novinka CJSC for pilot works on the development of coiled tubing drilling assembly.

Итак, что собой представляет компоновка для направленного бурения?

Это компоновка соединительная, модуль телеметрии, устройство поворотное, обратный клапан, шарнир, наземное оборудование, соединитель, клин-отклонитель, ГЗД и породоразрушающий элемент. Наземное оборудование: блок приема – передачи информации, блок питания и ПК.

So what is the assembly for directional drilling?

The assembly includes connector module, telemetry module, swivel, check valve, knuckle-joint, wellhead equipment, connector, whipstock, positive displacement motor, bit. Wellhead equipment includes data receiving-transmitting unit, power supply unit and PC.

7

КОМПОНОВКА СИСТЕМЫ НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ



Компоновка для направленного бурения:

- компоновка соединительная
- модуль телеметрии
- устройство поворотное
- клапан обратный
- шарнир
- оборудование наземное
- соединитель
- клин-отклонитель

Технические характеристики оборудования

Параметр	Значение
Диаметр компоновки	54 мм
Типоразмер применяемой ГНКТ, мм	44,45х3,4 или 38,1х3,1
Тип запасованного в ГНКТ кабеля	одножильный (3х-жильный)
Дискретность устройства поворотного, °	30
Длина без ВЗД и долота	2900 мм
Расход жидкости через компоновку, л/мин	100-200
Типоразмер используемых НКТ по ГОСТ 633-80	102 (114)*
Угол клина-отклонителя, °	5
Максимальное усилие на сжатие, тонн	2
Максимальное усилие на растяжение, тонн	5



ООО «Таграс-РемСервис»

Колтюбинговое бурение боковых ответвлений с применением системы направленного бурения Drilling Lateral Channels Using Coiled Tubing Directional Drilling System

Соединительная компоновка включает в себя узел заделки геофизического кабеля, быстроразъемное соединение и разъединитель механический.

Модуль телеметрии обеспечивает измерение параметров зенитного и азимутального положения компоновки, а также угла установки отклонителя ВЗД. Модуль построен на основе твердотельных гироскопов и может проводить ориентирование непосредственно внутри обсадных колонн и при этом выдерживает высокие вибрационные нагрузки.

Устройство поворотное обеспечивает дискретный поворот выходной секции с установленным ВЗД вокруг своей оси при достижении заданных параметров расхода (давления) буровой жидкости.

Шарнир предназначен для обеспечения прохождения внутрискважинной компоновки по пробуренному участку ствола скважины.

The **connector module** includes a tool for logging cable installation, a quick-connect joint and a mechanical disconnecter.

The **telemetry module** provides measurement of the zenith and azimuth position of the assembly, as well as the installation angle of the PDM deflector. The module is based on solid-state gyroscopes. This module provides orientation directly inside the casing and withstands high vibration loads.

The **swivel** provides discrete rotation of the outlet section with the installed PDM around its axis when the preset parameters of drilling fluid flow rate (pressure) are achieved.

The **knuckle-joint** is designed to allow the downhole assembly to pass through the drilled section of the wellbore.

8

СОСТАВ СКВАЖИННОЙ КОМПОНОВКИ



Компоновка соединительная включает:

- узел заделки геофизического кабеля;
- быстроразъемное соединение;
- разъединитель механический.



Точность инклинометра, град:	по зениту	±0,5
	по азимуту	±3
	угол установки отклонителя	±1

Модуль телеметрии обеспечивает измерение параметров зенитного и азимутального положения компоновки, а также угла установки отклонителя ВЗД. Модуль построен на основе твердотельных гироскопов и может проводить ориентирование непосредственно внутри обсадных колонн и при этом выдерживает высокие вибрационные нагрузки.



Устройство поворотное обеспечивает дискретный поворот выходной секции с установленным ВЗД вокруг своей оси при достижении заданных параметров расхода (давления) буровой жидкости.



Шарнир - предназначен для обеспечения прохождения внутрискважинной компоновки по пробуренному участку ствола скважины.

СОЕДИНИТЕЛЬ ЛУНОЧНЫЙ



Предназначен для жесткого крепления компоновки к колтюбинговой трубе. Соединение с ГНКТ производится по ее внутреннему диаметру путем выдавливания лунок.

Колтюбинговое бурение боковых ответвлений с применением системы направленного бурения Drilling Lateral Channels Using Coiled Tubing Directional Drilling System

Обеспечение питанием и передача данных от датчиков внутрискважинной компоновки на поверхность производится по кабелю, находящемуся внутри гибкой насосно-компрессорной трубы.

The power supply and data transfer from downhole sensors to the surface is carried out through the cable inside the coiled tubing.

9

НАЗЕМНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ С КОМПЛЕКТОМ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ

Состав:

- Блок приема-передачи
- Блок питания
- Компьютер



Функции:

- Сбор данных, хранение и визуализация
- Построение проектной и фактической траектории
- Управление траекторией бурения
- Калибровка датчиков системы



Обеспечение питанием и передача данных от датчиков внутрискважинной компоновки на поверхность производится по кабелю, находящемуся внутри колтюбинговой трубы.



таграс
нефтесервисный
холдинг



ООО «Таграс-РемСервис»

Колтюбинговое бурение боковых ответвлений с применением системы направленного бурения Drilling Lateral Channels Using Coiled Tubing Directional Drilling System

При применении данной компоновки мы ожидаем получить набор кривизны в 19 градусов на 10 м и радиус бурения 30,45 м.
With this assembly it is expected to achieve an angle buildup of 19 degrees over 10 m and a drilling radius of 30.45 m.

10

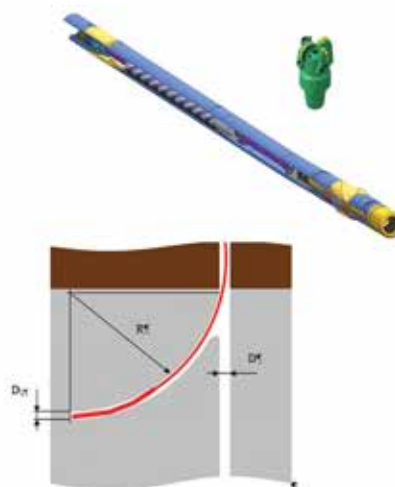
ОЖИДАЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ПО ИНТЕНСИВНОСТИ НАБОРА КРИВИЗНЫ

ВЗД и долото

При проведении работ с представленным комплектом оборудования используется винтовой забойный двигатель диаметром 54 (55) мм с отклонителем и долота диаметром 66-68 мм

При использовании ВЗД ДО-55 с углом искривления кривого переводника 3° и долотом диаметром 66 мм максимальная расчетная интенсивность набора кривизны может составить 18,82 °/10 м, что соответствует радиусу бурения 30,45 м

При необходимости бурения прямолинейных участков после набора кривизны с большой интенсивностью рекомендуется произвести замену ВЗД, установив двигатель с минимальным углом



Колтюбинговое бурение боковых ответвлений с применением системы направленного бурения Drilling Lateral Channels Using Coiled Tubing Directional Drilling System

Последовательность работ выглядит следующим образом:

- на технологических НКТ спускается и ориентируется клин-отклонитель;
- на ГНКТ спускается компоновка и ориентируется отклонитель ВЗД по углу установки клина-отклонителя;
- далее проводится бурение бокового ответвления.

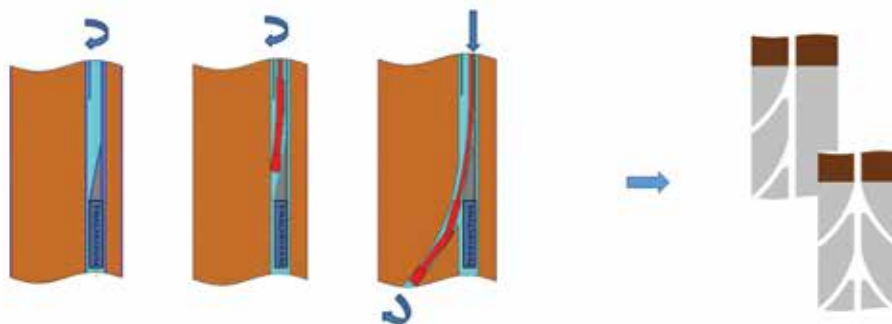
The sequence of operation is as follows:

- the whipstock is run and oriented on the tubing;
- the assembly is run on coiled tubing and the PDM deflector is oriented according to the whipstock angle;
- then drilling of the lateral channel is performed.

11

ЭТАПЫ ПРОВЕДЕНИЯ РАБОТ. ВАРИАНТ 1

Назначение – бурение боковых стволов на необсаженных участках скважин с использованием колтюбинга.



Порядок проведения работ:

1. Спуск и ориентирование клина-отклонителя на технологических НКТ.
2. Спуск компоновки и ориентирование отклонителя ВЗД по углу установки клина-отклонителя.
3. Бурение бокового отвода.

Работы могут выполняться как в вертикальных, так и в горизонтальных либо наклонно-направленных скважинах. Для ориентации клина используется телесистема с электромагнитным каналом связи.



таграс
нефтесервисный
холдинг



ООО «Таграс-РемСервис»

Колтюбинговое бурение боковых ответвлений с применением системы направленного бурения Drilling Lateral Channels Using Coiled Tubing Directional Drilling System

Преимущества бурения на ГНКТ.

Benefits of drilling with coiled tubing.

12

ПРЕИМУЩЕСТВА БУРЕНИЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ГНКТ

- отсутствие соединений, короткое время проведения спуско-подъемных работ, быстрый монтаж и демонтаж
- возможность непрерывной циркуляции во время спуско-подъемных работ
- возможность бурения скважин на депрессии и репрессии
- высокая интенсивность набора кривизны – до 19 градусов на 10 м
- малый диаметр ГНКТ и КНБК идеально подходит для повторного входа в скважину через НКТ и прорезки боковых окон в обсадных колоннах
- возможность уменьшения участка проведения операций, меньше затрат на подготовку рабочей площадки
- сокращение состава бригад, снижение рисков, связанных с охраной труда, промышленной безопасностью и охраной окружающей среды
- замкнутый рабочий цикл, снижение воздействия на окружающую среду

Колтюбинговое бурение боковых ответвлений с применением системы направленного бурения Drilling Lateral Channels Using Coiled Tubing Directional Drilling System

Дальнейшей точкой роста технологии является колтюбинговое бурение бокового ответвления из обсаженных эксплуатационной колонной скважин (над этим работаем сейчас) и возможность бурения из вертикальных скважин с радиусом бурения менее 20 м.

Further growth point for this technology is coiled tubing drilling of lateral channels in cased hole wells (currently work in progress) and ability to drill channels from vertical wells with drilling radius less than 20 m.

13

ТОЧКА РОСТА ТЕХНОЛОГИИ СНБ-54

бурение боковых ответвлений из обсаженной скважины

бурение из вертикальных скважин с радиусом бурения менее 20 м



- 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

Отвечая на новые вызовы

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

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

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

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

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



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



Цифровая трансформация: как понимать этот модный термин и каково положение дел в нефтегазовой отрасли

Digital Transformation; Understanding the Buzzword and the Current State in the Oil & Gas Industry

**Годвин Чидибере НВАФОР, координатор по внутрискважинным работам, «Галф Марин Сервисез» (GMS);
Абу-Даби, Объединенные Арабские Эмираты (ОАЭ), степень бакалавра (химическая технология) и кандидата наук
(проектирование трубопроводов)**

**Godwin Chidiebere NWAFOR, Well Services Coordinator; Gulf Marine Services (GMS), Abu Dhabi, United Arab Emirates (UAE);
Higher National Diploma (HND) – Bachelor's Degree Equivalent (Chemical Engineering) & Post Graduate Diploma
(Piping Design Engineering)**

В настоящее время Годвин Чидибере Нвафор работает в компании «Галф Марин Сервисез» (GMS) в Абу-Даби, Объединенные Арабские Эмираты, в качестве координатора по внутрискважинным работам. Он – основное связующее звено между GMS, заказчиком и субподрядчиками на самоподъемных баржах по любым операционным или договорным вопросам, обеспечивает качественное и эффективное выполнение работ по планированию, выполнению и оценке внутрискважинных работ (строительство скважин, внутрискважинные работы и КРС) для заказчиков компании GMS на Ближнем Востоке. Ранее Годвин занимал должность полевого супервайзера (консультанта по услугам ГНКТ и закачки под давлением) и предоставлял консультационные услуги для компании «Нэшнл Петролеум Сервисез» (NPS) в Саудовской Аравии в следующих направлениях: операции по закачке под давлением, кислотные обработки на ГНКТ, управление проектами, координация работ и полевого супервайзинг. Перед этим Годвин 2 года работал в качестве консультанта в Нигерии на работах по цементированию скважин и закачке под давлением для различных клиентов. Ранее Годвин проработал 6 лет в компании «Шлюмберже» в Нигерии. Сначала на позиции полевого специалиста обеспечивал супервайзинг и выполнение работ по цементированию скважин на суше, на шельфовых и глубоководных проектах. Затем он работал на позиции сервисного координатора в Центре планирования внутрискважинных работ в г. Порт-Харкорт, Нигерия. В обязанности входило управление активами, управление складским хозяйством; полевое сопровождение работ по цементированию скважин.

Диплом о высшем образовании государственного образца (степень бакалавра) по специальности «химическая технология» Годвин получил в 2008 году в Институте менеджмента и технологий (IMT) в г. Энугу, Нигерия. Диплом о послевузовском образовании по специальности «проектирование трубопроводов» он получил в 2012 году в Технологическом институте в штате Махараштра, Индия. Степень магистра делового администрирования по специальности «управление проектами» он получил в 2016 году в Открытом университете Венкатешвара в г. Итанагар, Индия. Также Годвин окончил программу консультантов по устойчивому развитию в Университете Джорджия Саутерн (США) в 2016 году.

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



Godwin Chidiebere Nwafor currently works for Gulf Marine Services (GMS), based in Abu Dhabi, United Arab Emirates (UAE) as a Well Services Coordinator (WSC) where he is the main link between GMS, client and sub-contractors on board GMS' jack-up barges for all well services operational and contractual issues. He provides service delivery and operational excellence in the planning, wellsite execution and evaluation of well services operations (well construction, well intervention and workover) for GMS' Middle Eastern clients. Godwin previously was an Oilfield Engineering Supervisor (Coiled Tubing & Pres-

sure Pumping Consultant) consulting for National Petroleum Services (NPS) in Saudi Arabia in the areas of pressure pumping operations, acid stimulation through coiled tubing, project management, service coordination and wellsite supervision. Prior to this, he spent 2 years as an Oilfield Consultant in Nigeria working on well cementing operations and pressure pumping services for various clients. Initially, Godwin spent 6 years with Schlumberger Plc. in Nigeria working firstly as a Well Services Field Specialist providing wellsite supervision and execution of well cementing operations and pumping services on land, swamp, off-shore and deep-water rig installations; and later on as an Operations Service Coordinator for the Well Services Operations Planning Center (OPC) based in Port Harcourt Nigeria providing asset planning, inventory control, field and operations support for Cementing Services in the Schlumberger NGA GeoMarket.

Godwin earned a Higher National Diploma – HND (US Bachelor's Degree Equivalent) in Chemical Engineering from the Institute of Management & Technology (IMT) Enugu, Nigeria in 2008; a Post Graduate Diploma (PGDip) in Piping Design Engineering from the Maharashtra Institute of Technology (MIT) Pune, India in 2012, and an Executive MBA in Project Leadership & Management from the Venkateshwara Open University Itanagar, India in 2016. He also earned the Sustainability Advisor Certificate Program from Georgia Southern University, USA in 2016.

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

Введение

По данным Международного энергетического агентства (МЭА), «цифровые технологии окружают нас повсюду, влияя на то, как мы живем, работаем, путешествуем и играем. *Цифровизация помогает повысить безопасность, производительность, доступность и устойчивость энергетических систем по всему миру. Но она также создает новые риски в части безопасности и конфиденциальности, нарушая работу рынков, предприятий и сотрудников* (МЭА, 2017 г).

По данным компании Deloitte LLP, «существует множество внешних факторов, которые напрямую влияют на показатели нефтегазовой отрасли, включая волатильность рынка, геополитические риски, ограниченный размер капитала, энергетический переход, внутренние угрозы и т. д.» (Deloitte LLP, 16 ноября 2017 г). Кроме того, нельзя игнорировать глобальную пандемию COVID-19 и ее влияние на мировую экономику, ограничения на поездки и потребление энергии. Цифровая трансформация – это стратегический ответ на эти угрозы. Она предполагает глубокую интеграцию технологий, людей и моделей поведения. Она позволяет обеспечить более безопасные операции, финансовую предсказуемость, аналитику в реальном времени, комплексное принятие решений и снижение рисков (Deloitte LLP, 16 ноября 2017 г).

«Цифровая трансформация – это преобладающая тенденция, влияющая на сегодняшний глобальный бизнес» (Oil & Gas Journal, 2018 г). В настоящее время это модное бизнес-словечко, применяемое в различных сегментах отрасли, и это понятие уже выходит «за рамки тактического применения технологий и подразумевает стратегическое внедрение цифровых технологий в качестве основы для конкуренции и формирования стратегий» (Oil & Gas Journal, 2018 г).

Нефтегазовая промышленность – это отрасль, характеризующаяся большим объемом данных; хорошо известно, что информация в отрасли «поступает из головоккружительного множества источников – геологоразведка, добыча, переработка, транспортировка, распределение и продажи» (Master's in Data Science). Также хорошо известно, что использование данных для повышения качества операций, надежности активов и эффективности процессов в отрасли не ново. Новым здесь является быстрый «темп изменений в проявлении эффектов цифровизации, автоматизации и ноу-хау процессов» (Oil & Gas Journal, 2018 г). Это стало возможным, потому что за последние 10 лет произошли революционные технологические изменения, которые соответствуют закону Мура, предполагающему, что «за десятилетний период полупроводники усовершенствуются в 32 раза, что приведет к завораживающим инновациям в эпоху цифровых технологий, которые должны изменить не только технологии, но и общество» (Pedro Palandrani, 2020 г).

Эти революционные технологические изменения привели к:

- снижению стоимости обработки данных в 60 раз;

Introduction

According to the International Energy Agency (IEA), “digital technologies are everywhere, affecting the way we live, work, travel and play. Digitalization is helping improve the safety, productivity, accessibility and sustainability of energy systems around the world. But it is also raising new security and privacy risks, while disrupting markets, businesses and workers. (IEA, 2017).

In line with the perspectives of Deloitte LLP, “there are many external factors that directly impact on the oil and gas industry performance, including market volatility, geopolitical risks, constrained capital, energy transition, insider threats, etc.” (Deloitte-LLP, November 16, 2017). Also, the COVID-19 global pandemic and its impacts on global economy, travel restrictions and energy consumption cannot be ignored. Digital transformation is a strategic response to these threats and entails a deep integration of technology, people and behaviors. It provides safer operations, financial predictability, real-time insights, integrated decision-making, and risk mitigation (Deloitte-LLP, November 16, 2017).

“Digital transformation is a predominant trend impacting today’s global business” (Oil & Gas Journal, 2018). It is the current business buzzword across all industry strata, and it goes “beyond the tactical application of technology to the strategic incorporation of digital technologies as the basis for competition and strategy” (Oil & Gas Journal, 2018).

The oil and gas industry is a data intensive industry; it is a well-known fact that oil and gas information “streams in from a dizzying array of sources – exploration, production, refining, transportation, distribution, and marketing” (Master’s in Data Science). It is also very well-known that the use of data to improve operational performance, asset reliability and process efficiency within the industry is not new, what is new here is the rapid “pace of change in capturing the effects of digitalization, automation and process know-how” (Oil & Gas Journal, 2018). This is made possible because there have been disruptive technological changes over the last 10 years which is in line with Moore’s law suggesting that “over a ten-year period, semiconductors will advance by 32 times, bringing about mesmerizing innovation in the digital age that should not only change technology, but society, as well” (Pedro Palandrani, 2020)

These disruptive technological changes have resulted in:

- Improving the cost data processing by a factor of 60
- Improving the cost of bandwidth by a factor of 40
- Improving the cost of data by a factor 1,000

- снижению стоимости использования каналов связи в 40 раз;
- снижению стоимости данных в 1000 раз;
- снижению стоимости датчиков минимум на 50% (Davenport, 2017 г.), (Oil & Gas Journal, 2018 г.), (Goasduff, 2020 г.), (Pedro Palandrani, 2020 г.), (Krettek, 2019 г.), (McKinsey Global Institute, 2015 г.), (Lee & Lamb, 2014 г.), (Holdowsky, Mahto, Raynor, & Cotteleer, 2015 г.).

Совокупный эффект снижения стоимости обработки данных, стоимости использования каналов связи, стоимости данных и стоимости датчиков порождает глобальное принятие цифровой трансформации, и теперь это ведет к «глобальной гонке за то, чтобы стать цифровым победителем или чемпионом, поскольку все понимают, что будущие победители или чемпионы должны будут находиться на гребне волны этого цифрового развития» (Oil & Gas Journal, 2018 г.).

Что такое цифровая трансформация?

Цифровую трансформацию можно определить как *«переосмысление того, как вы объединяете людей, данные и процессы, чтобы создавать ценность для ваших клиентов и поддерживать конкурентное преимущество в мире цифровых технологий»* (Lee, 2020 г.). Трансформация также включает изменения, связанные с применением технологий во всех соответствующих аспектах бизнеса, и обычно называется «цифровой опыт» (DX). При реализации цифровой трансформации также учитываются качество обслуживания клиентов и «клиентский опыт» (CX).

Согласно компании Salesforce, «цифровая трансформация – это процесс использования цифровых технологий для создания новых или изменения существующих бизнес-процессов, культуры и клиентского опыта в соответствии с меняющимися требованиями бизнеса и рынка. Такое переосмысление бизнеса в цифровую эпоху и есть цифровая трансформация. Следовательно, цифровая трансформация начинается и заканчивается тем, что вы думаете о клиентах и как взаимодействуете с ними» (Salesforce, 2020 г.).

Ее также можно рассматривать как *«радикальное переосмысление того, как организации используют технологии, людей и процессы для коренного изменения эффективности бизнеса»*. Такие радикальные изменения обычно предпринимаются в поисках новых бизнес-моделей и новых потоков доходов, в результате изменений в ожиданиях клиентов относительно продуктов и услуг» (Boulton, 2020 г.).

Как правило, цифровая трансформация включает изменения в следующих областях бизнеса: системах и технологиях (инфраструктура и приложения), бизнес-моделях, продуктах, бизнес-процессах, взаимодействии с клиентами и клиентском опыте, а также в бизнес-анализе.

Поскольку цифровые технологии кардинально меняют отрасль за отраслью (включая нефтегазовую отрасль), многие компании предпринимают

- Improving the cost of sensors by at least 50% (Davenport, 2017), (Oil & Gas Journal, 2018), (Goasduff, 2020), (Pedro Palandrani, 2020), (Krettek, 2019), (McKinsey Global Institute, 2015), (Lee & Lamb, 2014), (Holdowsky, Mahto, Raynor, & Cotteleer, 2015).

It is the combined effects of these improvements in the cost of data processing, cost of bandwidth, cost of data, and the cost of sensors that is engendering the global adoption of digital transformation, and it is now leading to “a global race to become the digital winner or champion, as it is widely understood that future winners or champions will need to be on top of this digital development” (Oil & Gas Journal, 2018).

What is Digital Transformation?

Digital transformation can be defined as *“the reimagining of how you bring people, data, and processes together to create value for your customers and maintain a competitive advantage in a digital-first world”* (Lee, 2020). It also involves changes associated with the application of technology in all relevant aspects of business and is popularly referred to as DX. In the implementation of digital transformation, customer experience is also referred to as CX.

According to Salesforce, *“digital transformation is the process of using digital technologies to create new or modify existing business processes, culture, and customer experiences to meet changing business and market requirements. This reimagining of business in the digital age is digital transformation. Hence, digital transformation begins and ends with how you think about, and engage with, customers.”* (Salesforce, 2020)

It can also be seen as a *“radical rethinking of how organizations use technology, people, and processes to fundamentally change business performance. Such sweeping changes are typically undertaken in pursuit of new business models and new revenue streams, driven by changes in customer expectations around products and services.”* (Boulton, 2020).

Generally, digital transformation involves changes in the following areas of business, namely, systems and technology (infrastructure and applications), business models, products, business processes, customer engagement and experience, and business analysis.

As digital technologies dramatically reshape industry after industry (including the oil and gas industry), many companies are pursuing large-scale change efforts to capture the benefits of these trends or simply to keep up with competitors. (Hortense de la Boutetière, 2018).

Pillars of Digital Transformation

Digital transformation revolves around effecting changes to product offerings and processes using people (customers and

масштабные усилия по осуществлению изменений, чтобы воспользоваться преимуществами этих тенденций или просто не отставать от конкурентов (Hortense de la Boutetiere, 2018 г.).

Компоненты цифровой трансформации

Цифровая трансформация вращается вокруг внесения изменений в предлагаемые продукты и процессы, которые подразумевают вовлечение людей (клиентов и сотрудников). Существуют четыре основных компонента цифровой трансформации: взаимодействие с клиентами, расширение прав и возможностей сотрудников, оптимизация операций и трансформация продуктов (Lee, 2020 г.). Как показано на рис. 1, четыре основных компонента цифровой трансформации имеют итеративную структуру и начинаются с людей, потому что именно люди являются настоящими агентами трансформации. Клиенты (создание нового клиентского опыта) и сотрудники (переосмысление производительности и культуры, основанной на данных) – это люди, которые являются двигателем цифровой трансформации. Затем следует оптимизация операций и процессов (модернизация портфеля проектов и трансформация процессов и навыков), а затем в конечном итоге – трансформация предложения продуктов (инновационные продукты и бизнес-модели).

Взаимодействие с клиентами

Взаимодействие с клиентами в рамках цифровой трансформации также подразумевает получение нового «клиентского опыта» (CX). Это включает в себя создание естественного, индивидуального опыта путем использования данных, представляющих полную информацию о вашем клиенте, а затем путем извлечения практической информации, которая может обеспечить персонализацию в масштабе и на уровне единичного сегмента (Lee, 2020 г.).

Клиент находится в центре всех действий по цифровой трансформации, так как «сегодня клиенты ожидают актуального контента в отношении того, что они делают в любой период времени, в любом месте, а также в том формате и на том устройстве, которое они сами выбирают. Именно путь, ожидания и опыт клиента (CX) определяют стратегию цифровой трансформации любой организации» (Lund, 2020 г.).

Взаимодействие с клиентами включает в себя возможность осуществить приоритизацию цифровых инициатив для вовлечения клиентов и конечных пользователей с помощью таких концепций, как большие данные, самообслуживание, машинное обучение, виртуальная/дополненная реальность и искусственный интеллект, для создания аналитических сведений о клиентах, персонализации взаимодействия с ними и улучшения качества обслуживания клиентов. Именно из-за важности взаимодействия с клиентами для цифровой трансформации компания RedPoint Global заявила, что «взаимодействие и вовлечение клиентов лежит в основе цифровой трансформации» (RedPoint Global, 2017 г.).

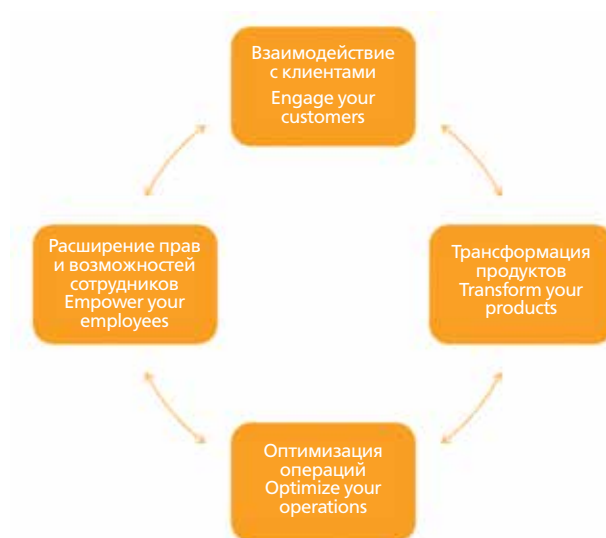


Рисунок 1 – Четыре основных компонента цифровой трансформации (Lee, 2020 г.)

Figure 1 – Four Main Pillars of Digital Transformation (Lee, 2020)

employees). There are four main pillars of digital transformation and these include customer engagements, employee empowerment, operations optimization, and product transformation (Lee, 2020). As shown in Figure 1, the four main pillars of digital transformation follow an iterative framework and starts with the people because people are the real agents of transformation – customers (building new customer experience) and employees (reinventing productivity and data-driven culture) are the people that drive digital transformation, then it is followed by optimizing operations and processes (modernizing portfolio and transforming processes and skills), and then ultimately transforming product offerings (innovating products and business models).

Engaging Customers

Engaging customers in the journey of digital transformation engenders new customer experience (CX). It involves building natural, tailored experiences by harnessing data representing a complete view of your customer, and then drawing actionable insights that can deliver personalization at scale and achieve a segment of one (Lee, 2020).

Customer is at the centre of every digital transformation exercise, and as at “today, customers expect relevant content in relation to what they’re doing anytime, anywhere and in the format and on the device of their choosing. It is the customer’s journey, expectation and experiences (CX) that dictate the digital transformation strategy of any organization” (Lund, 2020).

Engaging customers involves the ability to prioritize digitally enabled initiatives to engage customers and end users by using concepts

Практическая реализация принципа взаимодействия с клиентами представляет собой трудоемкий процесс сбора данных для получения полного представления о клиенте, извлечения практических сведений из данных и предоставления дифференцированного опыта. Дорожная карта по взаимодействию с клиентами представлена на рис. 2 (Lee, 2020 г.).

Расширение прав и возможностей сотрудников

Данная концепция включает в себя расширение прав и возможностей людей для достижения больших результатов за счет организации рабочих мест, где может применяться любой стиль работы, который использует цифровой интеллект для улучшения опыта и обеспечивает гибкость и мобильность, при этом обеспечивая безопасность вашей организации, людей и информации (Lee, 2020 г.). Когда дело доходит до успеха и неудач, это влечет за собой принятие другого образа мыслей: создание безопасной среды для сотрудников; предоставление сотрудникам свободы и пространства, чтобы создать культуру постоянного

such as big data, self-service, machine learning, VR/AR, and AI to create customer insights, personalize interactions, and improve the customer experience. It is because of the relevance of customer engagement to digital transformation that RedPoint Global said that, “customer engagement is at the heart of digital transformation.” (RedPoint Global, 2017).

Implementing customer engagement involves a tedious process of harnessing data for a complete customer view, drawing actionable insights from the data, and delivering differentiated experiences. A roadmap for customer engagement is provided in Figure 2 (Lee, 2020);

Empowering Employees

This involves empowering people to achieve more by designing a workplace where every working style can thrive – one that harnesses digital intelligence to improve experiences and enables the flexibility of mobility, while keeping

ДОРОЖНАЯ КАРТА ПО ВЗАИМОДЕЙСТВИЮ С КЛИЕНТАМИ ROADMAP FOR CUSTOMER ENGAGEMENT	ПРЕИМУЩЕСТВА ДЛЯ БИЗНЕСА BUSINESS BENEFITS
ЭТАП 1: РАЗРАБОТАЙТЕ И СОГЛАСУЙТЕ СВОЮ МОДЕЛЬ ДАННЫХ - Выберите централизованную или децентрализованную модель данных. - Договоритесь, где будет осуществляться управление данными – бизнес vs. ИТ. PHASE 1: DESIGN AND AGREE ON YOUR DATA MODEL - Decide on centralized or federal data model. - Agree where data is managed – business versus IT data management.	- Получение более качественной информации. - Соблюдение норм и требований. - Get better insights. - Implement compliance.
ЭТАП 2: ДЕЛИТЕСЬ ПОЛНОЙ ИНФОРМАЦИЕЙ О КЛИЕНТЕ - Собирайте внутренние и внешние данные о клиентах по всем каналам. - Обеспечьте сбор, хранение, трансформацию и распределение больших данных. - Обобщайте данные систем по всему предприятию для целей отчетности и анализа (например, создание хранилища или «витрины» данных). - Обеспечьте возможность обмена данными с партнерами по выходу на рынки. PHASE 2: SHARE 360-DEGREE VIEW OF CUSTOMER - Gather internal and external data about customers from all channels. - Enable gathering, storage, transformation and distribution of big data. - Aggregate data from systems across enterprise for reporting and analysis (for example, provide a centralized warehouse/datamarts). - Design for ability to share data with go-to-market partners.	- Совершенствование клиентского опыта. - Расширение сотрудничества. - Повышение удовлетворенности клиентов. - Снижение операционных затрат. - Enhance customer experience. - Increase collaboration. - Raise customer satisfaction. - Reduce operating costs.
ЭТАП 3: ПОЛУЧАЙТЕ ИНФОРМАЦИЮ И НАЛАЖИВАЙТЕ СВЯЗИ - Определите «путь» клиента и его потребности. - Моделируйте и анализируйте информацию об особенностях клиентов. - Предоставляйте общее рабочее пространство, предполагающее взаимодействие. - Убедитесь, что ключевые системы работают как сервисы (на основе прикладного программного интерфейса). PHASE 3: GAIN INSIGHT AND CONNECT - Determine customer journey and needs. - Model and analyze data for customer patterns and insights. - Provide collaborative and shared workspaces. - Ensure core systems are enabled as services (API-enabled).	- Более качественное обслуживание клиентов. - Улучшение качества бизнес-информации. - Рост продаж. - Better serve customers. - Improve business insight. - Increase sales.
ЭТАП 4: ОБЕСПЕЧЬТЕ ПРОГНОСТИЧЕСКИЙ ОПЫТ И ПРЕДЛОЖЕНИЯ - Внедрите прогностическое моделирование предпочтений и желаний клиентов с помощью бизнес- и клиентской аналитики, а также прогностических моделей. - Делайте ориентированные на конкретных клиентов предложения на основании информации о клиентах. - Предлагайте клиентам варианты решений на основании предписывающей аналитики. - Создавайте опыт и медиа, предполагающие вовлечение. PHASE 4: ENABLE PREDICTIVE EXPERIENCES AND OFFERS - Implement predictive modelling for customers' preferences and desires with real-time business and customer analytics, predictive models. - Promote customer-specific offers driven by customer insights. - Suggest decision options to customers with prescriptive analytics. - Create engaging experiences and media.	- Увеличение дополнительных продаж/кросс-продаж. - Повышение удовлетворенности клиентов. - Увеличение доли рынка/доли компании в расходах клиента. - Снижение оттока клиентов. - Boost upsell/cross-sell. - Increase fan satisfaction. - Improve market/wallet share. - Reduce customer churn.

Рисунок 2 – Дорожная карта по взаимодействию с клиентами (Lee, 2020 г.)

Figure 2 – Roadmap for Customer Engagement (Lee, 2020)

совершенствования; ломку иерархии, признание и поощрение молодых сотрудников, которые хорошо работают (Leung, 2019 г.).

Если мы расширим возможности сотрудников за счет высокопроизводительной культуры и предоставим доступ к данным и аналитическим ресурсам, мы сможем ускорить разработку, улучшить качество и стимулировать привлекательность продукта и удовлетворенность пользователей (WOZNIAK, 2018 г.).

Сотрудники имеют решающее значение для практической реализации цифровой трансформации. Согласно Институту цифрового маркетинга, *«сотрудники играют важную роль в процессе цифровой трансформации и являются ключом к его успеху. Создавая и развивая культуру, поощряющую цифровое мышление, сотрудники будут лучшие подготовлены для обеспечения цифровой зрелости организации и повышения ее до уровня цифрового лидера»* (Digital Marketing Institute, 2020 г.).

Расширение прав и возможностей ваших сотрудников направлено на защиту вашей организации, данных и людей, создание продуктивного рабочего места, предполагающего использование разнообразных стилей работы в любом месте, а также на предоставление аналитических данных для ускорения принятия решений и принятия более эффективных решений (Lee, 2020 г.).

На рисунке 3 представлена дорожная карта для расширения прав и возможностей вашего сотрудника (Lee, 2020 г.).

Оптимизация операций

Оптимизация операций сосредоточена на модернизации портфеля проектов и заказов компании и преобразовании процессов и навыков. Это процесс обеспечения максимальной эффективности и результативности ваших операций. Обычно цель состоит в том, чтобы свести к минимуму ваши текущие расходы и максимизировать ваши операционные возможности. Именно за счет оптимизации операций предприятия меняют свои операции, чтобы использовать возможности и преимущества, связанные с технологическими инновациями.

Основное внимание уделяется ускорению реакции бизнеса, повышению уровня обслуживания и снижению затрат с помощью интеллектуальных процессов, которые могут прогнозировать будущее и более эффективно координировать людей и активы (Lee, 2020 г.).

Идея оптимизации операций заключается в том, что *«за счет лучшего понимания текущих процессов – производства, продаж, маркетинга, финансов и т. д. – мы зачастую можем оптимизировать и сократить расходы»* (WOZNIAK, 2018 г.)

Дорожная карта для оптимизации операций представлена на рис. 4 (Lee, 2020 г.);

Трансформация продуктов

Преобразование включает в себя использование данных в качестве стратегического актива, переход от ретроспективного подхода к перспективному, автоматизацию ручных процессов,

your organization, people, and information secure (Lee, 2020).

It entails adopting a different mindset when it comes to success and failure – to create a safe environment for employees; giving employees freedom and space – so as to create a culture of continuous improvement; breaking down hierarchy – to acknowledge and reward younger employees who do well. (Leung, 2019)

If we empower employees through a high-performing culture and enable access to data and analytics assets, we can accelerate delivery, improve quality, and drive user adoption and satisfaction (WOZNIAK, 2018).

Employees are critical to the implementation of digital transformation. According Digital Marketing Institute, *“employees are essential to the digital transformation process and are key to its success. By creating and cultivating a culture that encourages a digital mindset, a workforce will be better placed to drive an organization's digital maturity and elevate it to the ranks of a digital leader.”* (Digital Marketing Institute, 2020)

Empowering your employees focuses on protecting your organization, data and people, creating a productive workplace to embrace diverse work styles, anywhere, and providing insights to drive faster, and better decisions (Lee, 2020).

A roadmap for empowering your employee is provided in Figure 3 (Lee, 2020).

Optimizing Operations

Optimizing operations is centered on modernizing portfolio, and transforming processes and skills. It is the process of ensuring that your operations are performing as efficient and effective as possible. Typically the goal is to minimize your current costs and maximize your operational capabilities. It is through operations optimization that businesses change operations to capture the opportunities and benefits that come from technological innovations.

It focuses on the acceleration of responsiveness of the business, improved service levels, and reduce costs with intelligent processes that anticipate the future and coordinate people and assets more efficiently (Lee, 2020).

The idea behind operations optimization is that *“by building a better understanding of current processes – manufacturing, sales, marketing, finance, or otherwise – we can often streamline and cut costs”* (WOZNIAK, 2018)

A roadmap for operations optimization is provided in Figure 4 (Lee, 2020);

Transforming Products

Transforming is focused on harnessing data as a strategic asset, shifting from hindsight to foresight, automating manual processes, delivering personalization customers, and

ДОРОЖНАЯ КАРТА ДЛЯ РАСШИРЕНИЯ ПРАВ И ВОЗМОЖНОСТЕЙ СОТРУДНИКОВ ROADMAP FOR EMPOWERING EMPLOYEES	ПРЕИМУЩЕСТВА ДЛЯ БИЗНЕСА BUSINESS BENEFITS
ЭТАП 1: СФОРМИРУЙТЕ ПОНИМАНИЕ МОДЕЛИ БЕЗОПАСНОСТИ В ОТНОШЕНИИ ТАКСОНОМИИ И КЛАССИФИКАЦИИ ВАШИХ ДАННЫХ PHASE 1: UNDERSTAND YOUR DATA TAXONOMY AND CATEGORIZATION SECURITY MODEL	
ЭТАП 2: ОБЕСПЕЧЬТЕ СВЯЗЬ МЕЖДУ ЛЮДЬМИ И КОМАНДАМИ • Наладьте бесперебойный обмен идеями и коллективное развитие вне зависимости от местоположения сотрудников и часовых поясов. • Повышайте производительность функциональных команд и организаций-поставщиков вне зависимости от географического местоположения. • Вовлекайте всех и каждого. PHASE 2: CONNECT PEOPLE AND TEAMS • Enable seamless idea sharing and collaborative development irrespective of location and time zone. • Increase productivity across functional teams, geographical boundaries, and supplier organizations. • Reach everyone.	• Повышение производительности труда сотрудников. • Стимулирование обмена знаниями. • Повышение удовлетворенности сотрудников. • Boost employee productivity. • Drive knowledge sharing. • Increase employee satisfaction.
ЭТАП 3: СОЗДАВАЙТЕ ДОБАВЛЕННУЮ СТОИМОСТЬ ЧЕРЕЗ МОБИЛЬНУЮ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ • Используйте данные по реализуемым на рынке продуктам, данные социальных сетей и аналитики, чтобы воспользоваться новыми возможностями. • Обеспечьте более бережливое совместное создание добавленной стоимости в рамках всей организации. PHASE 3: CREATE VALUE THROUGH MOBILE PRODUCTIVITY • Use data from in-market products, social networks, and analytics to uncover new opportunities and roadmap commitments. • Enable leaner co-creation of value across the organization.	• Повышение рентабельности инвестиций в инновации. • Снижение издержек на разработку продукта. • Improve return on innovation investment. • Reduce cost of product development.
ЭТАП 4: ПРИМЕНЯЙТЕ АНАЛИТИКУ Сделайте так, чтобы ваши сотрудники были максимально клиентоориентированными: • Собирайте информацию об отношении к продукту и о тенденциях на рынке для того, чтобы адаптировать дизайн продукта соответствующим образом. • Поддерживайте процесс принятия решений, планирования и связи с клиентами. PHASE 4: APPLY ANALYTICS Enable employees to be customer-obsessed: • Gain insights from product sentiment and market trends to inform product design. • Support decision making, planning, and customer connection.	• Трансформация рыночной информации в идеи. • Ускорение инноваций. • Увеличение выручки от инновационной продукции, впервые выведенной на рынок. • Enhance market insight into ideation. • Accelerate innovation. • Increase revenue from innovative "first to market" products.

Рисунок 3 – Дорожная карта для расширения прав и возможностей сотрудников (Lee, 2020 г.)

Figure 3 – Roadmap for Empowering Employees (Lee, 2020)

персонализированный подход к клиентам и инновации с помощью новых бизнес-моделей, услуг, продуктов и опыта – все с целью дифференциации и использования новых возможностей получения дохода (Lee, 2020 г.).

В рамках трансформации предлагаемых компаний продуктов гибкость и инновации являются ключевыми факторами, помогающими организациям предлагать гибкие, адаптируемые продукты и услуги. Организации могут использовать технологии для внедрения инноваций в свое ценностное предложение для рынка и своих клиентов (WOZNIAK, 2018 г.).

На рис. 5 приводится четкая дорожная карта по трансформации продуктов (Lee, 2020 г.):

Состояние дел в нефтегазовой отрасли

Нефтегазовая промышленность – это отрасль, для которой характерны большие объемы данных, как показано на рис. 6. Данные признаны ключевым фактором создания ценности и добавленной стоимости в эпоху цифровой трансформации. Необходимы новые методы для проведения новых нетрадиционных видов геологоразведочных работ, применения новых сейсмических технологий, а также для решения вопроса чрезмерного объема данных в отрасли (IBM Chemicals and Petroleum, 2017 г.). На рис. 6 приводится статистика по

innovating with new business models, services, products, and experiences – all to differentiate and capture emerging revenue opportunities (Lee, 2020).

To transform product offerings, flexibility and innovation are key in helping organizations to offer agile, adaptable products and services. Organizations can use technology to innovate on their value proposition to the market and their customers (WOZNIAK, 2018).

A clear road map for transforming product is given in Figure 5 (Lee, 2020):

The State of Affairs in the Oil & Gas Industry

The oil and gas industry is a data intensive industry as shown in Figure 6 below. Data is recognized as key to drive value in this era of digital transformation. New methods are required for new unconventional exploration, seismic technologies and the data overload in the industry (IBM Chemicals and Petroleum, 2017). The summary of all the data and information available in the industry is provided in Figure 6.

ДОРОЖНАЯ КАРТА ПО ВЗАИМОДЕЙСТВИЮ С КЛИЕНТАМИ ROADMAP FOR CUSTOMER ENGAGEMENT	ПРЕИМУЩЕСТВА ДЛЯ БИЗНЕСА BUSINESS BENEFITS
ЭТАП 1: УСТАНОВИТЕ МНОГОКАНАЛЬНУЮ КОММУНИКАЦИЮ С КЛИЕНТАМИ, ПОСТАВЩИКАМИ УСЛУГ И ПРОИЗВОДИТЕЛЯМИ ОБОРУДОВАНИЯ - Обеспечьте мобильность и предоставьте права доступа с помощью медиаконтента и коммуникационных решений. - Обеспечьте совместимость и подключение целевого оборудования к интернету вещей. - Развивайте культуру удаленного взаимодействия и децентрализованного контроля. PHASE 1: ESTABLISH OMNI-CHANNEL COMMUNICATION WITH CUSTOMERS, SERVICE PROVIDERS, AND EQUIPMENT MANUFACTURERS - Enable mobility and access rights, with media content and communication solution. - Embed IOT connectivity in target equipment. - Promote culture of remote interaction and decentralized control.	- Сокращение потребности в проверке и оценке. - Снижение затрат на обучение и сертификацию. - Reduce T&E. - Lower training and certification costs.
ЭТАП 2: ВНЕДРЯЙТЕ ТЕЛЕМЕТРИЮ И ТЕЛЕКОММУНИКАЦИОННЫЕ РЕШЕНИЯ - Определите применимые аналитические возможности и инструменты. - Внедряйте машинное обучение и интеграцию с интернетом вещей. - Объединяйте старые и новые системы автоматизации, телеметрии и машинного обучения в единый сервис «приборной панели» и предоставления отчетности. PHASE 2: INTEGRATE TELEMETRY AND TELECOMMUNICATION - Identify applicable analytics capabilities and tools. - Implement machine learning and IOT integration. - Integrate legacy and modern automation, telemetry, and machine learning in unified reporting and dashboard services.	- Снижение незапланированного времени простоя. - Снижение затрат на моделирование данных. - Сокращение расходов на ИТ-хостинг и инфраструктуру хранения данных. - Decrease unplanned downtime. - Spend less on data modelling. - Shrink IT hosting and storage infrastructure costs.
ЭТАП 3: ОПТИМИЗИРУЙТЕ И РАСШИРЯЙТЕ ПОТЕНЦИАЛ В ОБЛАСТИ АНАЛИТИКИ И МОБИЛЬНОСТИ - Расширяйте сотрудничество путем постоянной передачи знаний в области мобильности и углубленной аналитики. - Осуществляйте децентрализацию контроля. PHASE 3: OPTIMIZE AND ENHANCE ANALYTICS AND MOBILITY CAPABILITIES - Improve collaboration by continuously imparting mobility and advanced analytics capabilities. - Decentralize controls.	- Более низкая стоимость обслуживания. - Устранение огромного количества договоров со сторонними организациями. - Передача технических знаний и навыков работникам. - Lower cost of maintenance. - Eliminate expensive third-party contracts. - Impart technical ability to workforce.

Рисунок 4 – Дорожная карта по оптимизации операций (Lee, 2020 г.)

Figure 4 – Roadmap for Optimizing Operations (Lee, 2020)

объемам данных и информации в нефтегазовой отрасли.

Чтобы двигаться вперед, четко понимая, что именно люди стоят во главе угла цифровой трансформации, необходимо провести переподготовку персонала для работы с данными и освоения цифровых возможностей, что позволит повысить квалификацию и оптимизировать производительность труда. Кроме того, внедрение цифровых технологий нового поколения для использования экосистем при быстром и масштабном принятии решений на основе данных позволит открыть скрытые возможности. Важнейшими среди этих цифровых технологий нового поколения являются технология распределенного реестра/блокчейн; искусственный интеллект; расширенная реальность; и квантовые вычисления, все вместе известные как технологии РИРК (Smart, Holsman, & Adams, 2020 г.).

Выводы

Цифровая трансформация – это процесс с несколькими взаимосвязанными промежуточными целями, а в конечном итоге – стремление к повсеместной оптимизации процессов, подразделений и бизнес-экосистемы в эпоху гиперподключений, когда налаживание правильных связей (между клиентским отделом и бэк-офисом, данными, полученными от «вещей» и в результате решений, людьми, командами, технологиями, различными участниками в экосистемах и т. д.) в рамках данного процесса и является ключом к успеху.

Человеческий фактор играет ключевую роль на всех уровнях: на этапах трансформации как таковой

To move forward and with the clear understanding that people drive digital transformation, it is imperative that the workforce is reskilled with the required data and digital capabilities to enhance labor proficiency and optimized productivity. Also, embracing next-generation digital technologies to leverage on ecosystems while making data-driven decisions at pace and scale will unlock hidden potentials. Critical among these next-gen digital technologies are distributed ledger technology/blockchain; artificial intelligence (AI); extended reality (XR); and quantum computing – collectively known as DARQ technologies (Smart, Holsman, & Adams, 2020).

Conclusion

Digital transformation is a journey with multiple connected intermediary goals, in the end, striving towards ubiquitous optimization across processes, divisions and the business ecosystem of a hyper-connected age where building the right bridges (between front end and back office, data from ‘things’ and decisions, people, teams, technologies, various players in ecosystems etc.) in function of that journey is key to succeed.

The human element is key in it on all levels: in the stages of transformation as such

ДОРОЖНАЯ КАРТА ПО ТРАНСФОРМАЦИИ ПРОДУКТОВ ROADMAP FOR TRANSFORMING PRODUCTS	ПРЕИМУЩЕСТВА ДЛЯ БИЗНЕСА BUSINESS BENEFITS
ЭТАП 1: НАЛАЖИВАЙТЕ СВЯЗИ МЕЖДУ ЛЮДЬМИ, КОМАНДАМИ И ПРОДУКТАМИ • Наладьте бесперебойный обмен идеями и коллективное развитие вне зависимости от местоположения сотрудников и часовых поясов. • Повышайте производительность функциональных команд и организаций-поставщиков вне зависимости от географического местоположения. • В качестве первого шага подключите устройства к ИТ-системам (на основании прикладного программного интерфейса). • Обеспечьте совместимость и подключение целевого оборудования к интернету вещей. • Развивайте культуру удаленного взаимодействия и децентрализованного контроля. PHASE 1: CONNECT PEOPLE, TEAMS AND PRODUCTS • Enable seamless idea sharing and collaborative development between individuals/teams irrespective of location and time zones. • Enhance productivity across functional teams, geographical boundaries, and supplier organizations. • Connect devices to IT systems as the first step (API-enabled). • Embed IoT connectivity in target equipment. • Promote culture of remote interaction and decentralized control.	• Снижение затрат на разработку продукции. • Стимулирование обмена знаниями. • Повышение производительности труда сотрудников. • Reduce product development cost. • Boost knowledge sharing. • Increase employee productivity.
ЭТАП 2: ИСПОЛЬЗУЙТЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОСЛОЙНОГО СИНТЕЗА, АНАЛИТИКУ • Применяйте 3D-печать для ускорения инноваций и оптимального использования технологий послойного синтеза. • Собирайте информацию об отношении к продукту и о тенденциях на рынке для принятия решений по дизайну продукта на основании решений в рамках дорожной карты, информации об использовании продукта и телеметрических данных. PHASE 2: USE OF ADDITIVE MANUFACTURING, ANALYTICS • Use 3D printing to accelerate innovation and optimized use of additive manufacturing • Gain insights from product sentiment and market trends to drive roadmap decisions, product use, and performance telemetry for design decisions.	• Трансформация рыночной информации в идеи. • Ускорение инноваций. • Увеличение выручки от инновационных услуг и сервисов, впервые выведенных на рынок. • Enhance market insights into ideation. • Accelerate innovation. • Increase revenue from innovative "first to market" services.
ЭТАП 3: ВНЕДРЯЙТЕ МОБИЛЬНЫЕ И ГИБКИЕ ИНЖЕНЕРНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ • Используйте данные по реализуемым на рынке продуктам, данные социальных сетей и аналитики, чтобы воспользоваться новыми возможностями. • Обеспечьте более бережливую организацию процесса разработки продукта. • Учитывайте пожелания и потребности клиентов при разработке текущих и будущих продуктов. PHASE 3: IMPLEMENT MOBILE, AGILE ENGINEERING PRODUCTIVITY • Use data from in-market products, social networks, and analytics to uncover new opportunities and roadmap commitments • Enable a leaner product development organization. • Address customers' needs and wants into current and future designs.	• Более высокая рентабельность инвестиций в инновации. • Более низкие издержки на создание прототипов, физическое моделирование и испытания. • Drive higher return on innovation investment. • Lower cost of prototyping, physical modelling and testing.

Рисунок 5 – Дорожная карта по трансформации продуктов (Lee, 2020 г.)

Figure 5 – Roadmap for Transforming Products (Lee, 2020)

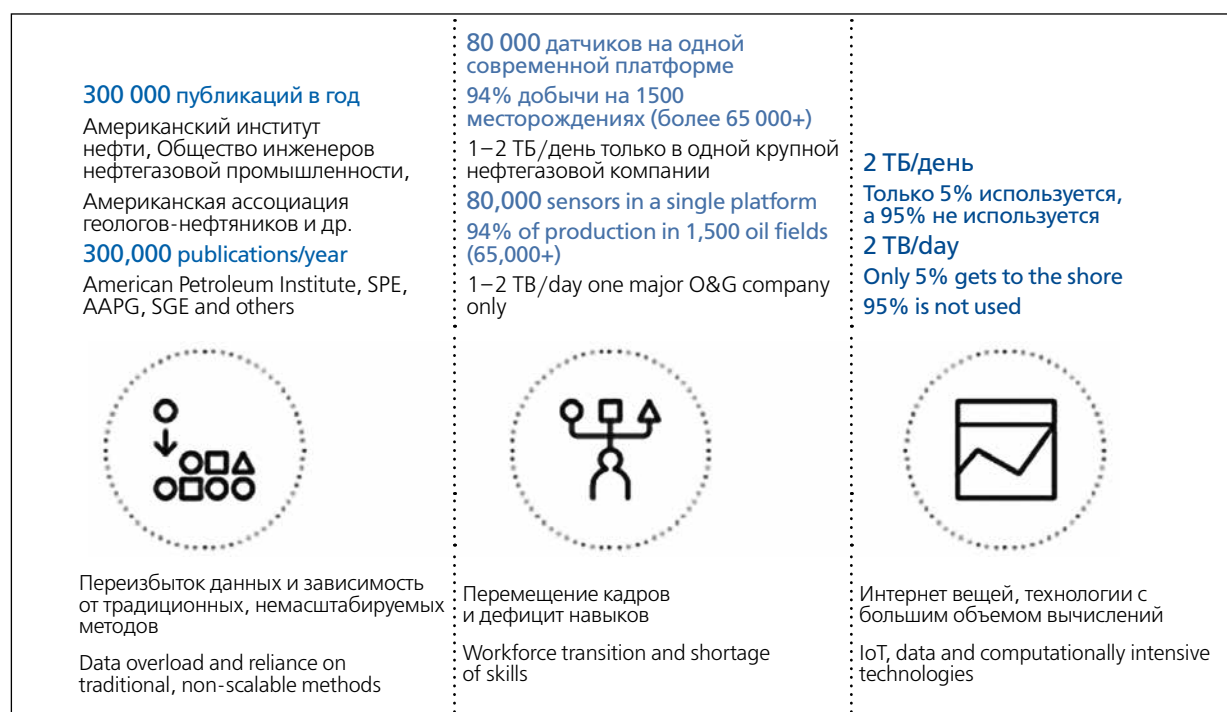


Рисунок 6 – Состояние дел в нефтегазовой отрасли (IBM Chemicals and Petroleum, 2017 г.)

Figure 6 – State of Affairs in the Oil & Gas Industry (IBM Chemicals and Petroleum, 2017)

(сотрудничество, экосистемы, навыки, культура, расширение прав и возможностей и т. д.), а также, очевидно, и в целях цифровой трансформации. ☉

(collaboration, ecosystems, skills, culture, empowerment etc.) and obviously in the goals of digital transformation. ☉

ЛИТЕРАТУРА/REFERENCES

- Boulton, C. (2020, September 17). What is digital transformation? A necessary disruption. Retrieved October 30, 2020, from CIO : <https://www.cio.com/article/3211428/what-is-digital-transformation-a-necessary-disruption.html>
- Davenport, T. H. (2017, June 22). How Analytics Has Changed in the Last 10 Years (and How It's Stayed the Same). Retrieved November 03, 2020, from Harvard Business Review: <https://hbr.org/2017/06/how-analytics-has-changed-in-the-last-10-years-and-how-its-stayed-the-same>
- Deloitte-LLP (Director). (November 16, 2017). Oil and Gas Digital Transformation I Deloitte [Motion Picture]. Retrieved November 06, 2020, from <https://www.youtube.com/watch?v=KheH7gXePww>
- Digital Marketing Institute. (2020, October 05). HOW TO DRIVE THE PEOPLE PART OF DIGITAL TRANSFORMATION. Retrieved November 04, 2020, from Digital Marketing Institute: <https://digitalmarketinginstitute.com/blog/how-to-drive-the-people-part-of-digital-transformation#:~:text=Employees%20are%20essential%20to%20the,ranks%20of%20a%20digital%20leader>
- Goasduff, L. (2020, October 19). Gartner Top 10 Trends in Data and Analytics for 2020. Retrieved November 03, 2020, from Gartner: <https://www.gartner.com/smarter-withgartner/gartner-top-10-trends-in-data-and-analytics-for-2020/>
- Holdowsky, J., Mahto, M., Raynor, M. E., & Cotteleer, M. (2015). Inside the Internet of Things (IoT). Deloitte University Press. Retrieved October 25, 2020, from https://www2.deloitte.com/content/dam/insights/us/articles/iot-primer-iot-technologies-applications/DUP_1102_InsideTheInternetOfThings.pdf
- Hortense de la Boutetie, A. M. (2018, October 29). McKinsey Insights: Unlocking success in digital transformations. Retrieved October 27, 2020, from Unlocking success in digital transformations: <https://www.mckinsey.com/business-functions/organization/our-insights/unlocking-success-in-digital-transformations>
- IBM Chemicals and Petroleum. (2017). Digital transformation in oil and gas. Somers, New York: IBM Corporation. Retrieved November 02, 2020
- IEA. (2017). Digitalisation and Energy. Paris: IEA. Retrieved November 02, 2020, from <https://www.iea.org/reports/digitalisation-and-energy>
- Krettek, A. (2019, February 28). The data processing evolution: A potted history. Retrieved November 06, 2020, from ITPortal: <https://www.itportal.com/features/the-data-processing-evolution-a-potted-history/>
- Lee, S. (2020, May 01). Digital Transformation. Retrieved from Aventis Learnworld: [\[business-strategy-and-leadership&unit=5e81bdb4c383e44e6d6809d7Unit\]\(https://www.mckinsey.com/business-strategy-and-leadership&unit=5e81bdb4c383e44e6d6809d7Unit\)](https://aventis.learnworlds.com/path-player?courseid=executive-certificate-in-digital-</p>
</div>
<div data-bbox=)

- Lee, S., & Lamb, R. (2014). IoT: Looking at sensors. Jeffries Equity Research.
- Leung, T. (2019, November 14). Empowering employees in digital transformation. Retrieved November 01, 2020, from FM magazine: <https://www.fm-magazine.com/news/2019/nov/empowering-employees-digital-transformation-201922358.html>
- Lund, J. (2020, November 4). SuperOffice AS (HQ). Retrieved November 8, 2020, from HOW CUSTOMER EXPERIENCE DRIVES DIGITAL TRANSFORMATION: <https://www.superoffice.com/blog/digital-transformation/>
- Master's in Data Science. (n.d.). Data Science & the Energy Industry. Retrieved November 01, 2020, from Master's in Data Science: <http://www.mastersindatascience.org/industry/energy/>
- McKinsey Global Institute. (2015). The Internet of Things: Mapping the Value Beyond the Hype. San Francisco: McKinsey & Company. Retrieved from <https://www.mckinsey.com/~media/McKinsey/Industries/Technology%20Media%20and%20Telecommunications/High%20Tech/Our%20Insights/The%20Internet%20of%20Things%20The%20value%20of%20digitizing%20the%20physical%20world/The-Internet-of-things-Mapping-the-value-be>
- Oil & Gas Journal. (2018, August 01). DIGITAL TRANSFORMATION: POWERING THE OIL & GAS INDUSTRY. Retrieved November 06, 2020, from Oil & Gas Journal: <https://www.ogj.com/home/article/17297879/digital-transformation-powering-the-oil-gas-industry>
- Pedro Palandrani, A. L. (2020, February 10). A Decade of Change: How Tech Evolved in the 2010s and What's In Store for the 2020s. Retrieved November 06, 2020, from GLOBALXETFS: <https://www.globalxetfs.com/a-decade-of-change-how-tech-evolved-in-the-2010s-and-whats-in-store-for-the-2020s/>
- RedPoint Global. (2017). Customer Engagement Is at the Heart of Digital Transformation. Washington, USA: RedPoint Global Inc. Retrieved November 2, 2020, from <http://redpointglobal.com/wp-content/uploads/2017/10/WP-DTUS0917-02-Digi-Transform-lo-res.pdf>
- Salesforce. (2020, October 2). What Is Digital Transformation? Retrieved from Salesforce Website: <https://www.salesforce.com/products/platform/what-is-digital-transformation/>
- Smart, A., Holsman, R., & Adams, J. (2020, January 21). Reinventing oil and gas for a new energy era. Retrieved November 04, 2020, from Accenture: https://www.accenture.com/_acnmedia/PDF-110/Accenture-Reinventing-Oil-Gas-New-Energy-Era.pdf#zoom=40
- WOZNIAK, E. (2018, March 29). DIGITAL TRANSFORMATION: EMPOWER YOUR EMPLOYEES. Retrieved November 05, 2020, from BlueGranite, Inc.: <https://www.bluegranite.com/blog/digital-transformation-empower-employees>



Society of Petroleum Engineers

Российская нефтегазовая техническая конференция SPE

12–14 октября 2021

Технопарк “Сколково”
Москва, Россия

Подача работ открыта

Подайте реферат до 9 марта 2021



По вопросам подачи работ обращайтесь к Марии Березинской,
E: mberezinskaya@spe.org



ДЕФЕКТОСКОП ГИБКОЙ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНОЙ ТРУБЫ



Определение реального состояния гибкой насосно-компрессорной трубы на всех этапах её использования

Выявляемые дефекты:

- отверстия,
- раковины,
- вмятины,
- поперечные наружные/внутренние трещины.

Контролируемые параметры:

- диаметр,
- толщина стенки,
- овальность,
- температура,
- вибрация,
- длина трубы.



Тезисы Конференции по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам SPE/ICoTA 2020 (часть 3)

SPE/ICoTA Coiled Tubing & Well Intervention Conference 2020 Abstracts (Part 3)

Международная конференция по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам SPE/ICoTA прошла в Вудлендсе, штат Техас, США, 24-25 марта 2020 г. Конференция проводится ежегодно, организаторами конференции традиционно выступили Общество инженеров-нефтяников SPE и Ассоциация специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA).

Секция 15. Технические решения для внутрискважинных работ в сложных условиях

Доклады, представленные в рамках данной секции, посвящены внутрискважинным работам, проводимым в условиях сильных осложнений. В каждом докладе представлено решение проблем, связанных с аномально высокими давлениями и температурой, труднодоступными локациями, длинными горизонтальными участками скважин и высокой стоимостью работ. Также описываются способы повышения эффективности работ. В рамках данной секции будут рассмотрены операционные задачи, разработка уникального оборудования и технологических подходов, а также широкий спектр различных условий как для внутрискважинных работ, так и для работ с трубопроводами.

Проведение работ в горизонтальных скважинах длиной более 4 км с применением ГНКТ 60,3 мм

Irma Irais Galvan, Genesis Mallanao, Garry McClelland, Jessica Perez, Global Tubing LLC; Jason Skufca, Mary Suarez, Nine Energy Services

Текущий рост объемов добычи из залежей нетрадиционных запасов сланцев в Северной Америке происходит благодаря оптимизации конструкций скважин и технологии работ: большая длина горизонтальных участков, высокие объемы проппанта и применение жидкостей для гидроразрыва на водной основе. В целях повышения продуктивности и рентабельности скважин добывающие компании продолжают увеличивать длины горизонтальных участков с 3 до 4 км. Такие длины значительно повышают сложность работ, что приводит к необходимости расширения эксплуатационных границ применения технологий колтюбинга. В данной статье рассмотрены подробности технологического процесса, конструкция скважины, а также компоновка низа колонны, которая обеспечила успешное выполнение работ с применением ГНКТ диаметром 60,3 мм в скважинах с очень длинным горизонтальным участком.

The Coiled Tubing & Well Intervention Conference took place in Woodlands, Texas, USA on March 24–25, 2020. The annual event was traditionally organized by the Society of Petroleum Engineers (SPE) and the Intervention & Coiled Tubing Association (ICoTA).

Session 15: Intervention Solutions in Challenging Environments

Papers presented in this session represent some truly outstanding well interventions performed in difficult, hazardous environments. All face interesting challenges related to pressure and temperature, geographic location, extended reach, working environment, cost, and efficiency. This session will cover operational challenges, customization of approach and equipment, and a breadth of work environments, both well and flowline applications.

Overcoming the Operational Challenges of +13,000-ft Well Laterals With 2.375-in Coiled Tubing

Irma Irais Galvan, Genesis Mallanao, Garry McClelland, Jessica Perez, Global Tubing LLC; Jason Skufca, Mary Suarez, Nine Energy Services

The latest growth of North American unconventional shale plays is supported by the shift towards improved well designs: extended well laterals, high-intensity proppant loadings, and adoption of slick water fluids for fracturing. To optimize well productivity and economics, producers continue to push the well lateral boundaries from 10,000-ft to over 15,000-ft, creating super lateral wells, which pose significant challenges and pushed the boundaries of extended reach Coiled Tubing (CT) operations. This document outlines field operational details, string design and downhole tool considerations that had a major effect on the success of extended reach CT interventions in super laterals with 2.375-in CT diameters.

Currently, several U.S. operators have succeeded with 7,500-ft to 10,000-ft range laterals using CT in post-fracture plug mill-out and clean-out operations. These well designs and successive service operations require larger CT diameters and higher pumping pressures to effectively complete job objectives. Generally, 2.375-in

На текущий момент несколько добывающих компаний в США успешно выполнили работы по разбурированию пробок и промывке после ГРП с применением колтюбинга. Конструкции этих скважин требуют применения ГНКТ большего диаметра и более высоких давлений закачки для решения поставленных задач. Как правило, для работы в условиях высоких давлений и больших глубин используются ГНКТ диаметром 60,3 мм длиной более 7 км с повышенной толщиной стенки и более прочной маркой стали. Такие ГНКТ обеспечивают более высокий запас усталостной прочности на изгиб и стойкость к деформациям во время работ. Для оценки эффективности ГНКТ в скважинах с рекордными глубинами были проведены следующие расчеты: расчет нагрузок на ГНКТ, расчет на устойчивость при изгибе, гидравлические расчеты, а также расчет сил трения. Также при оценке были учтены такие операционные факторы, как доступность оборудования, логистика и инфраструктура месторождения.

Результаты полевых работ показали, что для успешного проведения работ в скважинах с длиной горизонтального участка более 4400 м необходимо использовать высокотехнологичные ГНКТ, инструменты для снижения трения, а также химические добавки и специальные технологии для повышения эффективности работ. Применение ГНКТ из высокопрочной закаленной стали со специальными конфигурациями толщины стенки, а также новейшей ГНКТ с переменной толщиной стенки (4 разных номинальных толщины на 60 м трубы) обеспечило увеличение максимальной глубины дохождения забойной компоновки и повышение срока службы трубы. Для успешного выполнения работ по промывке скважины с расходом более 600 л/мин и давлением свыше 500 атм необходимо использовать специальные инструменты для работы в скважинах с большим отходом от вертикали, а также специальные химические добавки для понижения трения.

Рекорды, установленные при выполнении работ, показывают высокий потенциал описанных технологий для работы в скважинах с большим отходом от вертикали. Инновационные решения при разработке устьевого оборудования, забойного оборудования, подборе материала и конфигурации ГНКТ, а также усовершенствование технологий и оптимизация логистики – все это в совокупности позволило успешно и безопасно выполнить работы и вывести технологию на новый уровень.

Промывка подводного трубопровода с применением ГНКТ с судна для добычи, хранения и отгрузки нефти

Eduardo Delgado, Vinicius Rodrigues, Luis Fagundes, Halliburton

В статье рассмотрены работы по извлечению скребка для очистки трубопровода, оставленного в подводной выкидной линии в неизвестном месте после неудачных работ по очистке. Из-за оставленного скребка и отложений парафинов выкидная линия скважины самой крупной добывающей компании на северо-западном шельфе Бразилии была полностью заблокирована.

Необходимо было провести тщательное планирование для правильного расположения колтюбингового

CT diameters of over +23,000-ft in length, that feature a robust wall design and materials are being used to withstand the combined pressure loadings and access target depths, – while minimizing bend cycle fatigue accumulation and deformation during operations. Operational plans comparing CT forces, lock-up behavior and hydraulics analysis, along with friction matching of post-job data evaluations, were used to compare the CT performance in the newest well lateral records. Other operational factors, such as equipment availability, logistical issues, and field deployment, are also considered in the analysis of using CT in these complex wells.

Field results demonstrated that CT well interventions in over 14,500-ft laterals are feasible by using highly engineered 2.375-in CT, friction reduction tools accompanied by fluids chemical additives, and tailored operating techniques that improve efficiencies. The application of high strength quench and tempered material with specific wall configurations that feature the use of the thickest gauge used in a working CT string, and the newest taper technology that transitions through four nominal wall thicknesses within couple hundred feet, – have been found to maximize lateral reach capabilities and service life in extended reach operations. The inclusion of the latest technologies on extended reach tools and fluid additives is a must to maximize friction reduction and wellbore cleaning at rates of over 4 BPM and working pressures of over 7,000 psi.

These industry records demonstrate that the potential for longer laterals is far from being exhausted. Technological innovations on surface equipment, downhole tools, CT materials and highly engineered strings configurations, along with refined operational practices and logistics, are required to perform safe extended lateral completions on a larger scale.

Customized Subsea Production Flowline Cleanout with Coiled Tubing from a Floating Production Storage and Offloading Vessel

Eduardo Delgado, Vinicius Rodrigues, Luis Fagundes, Halliburton

The recovery of a pipeline inspection gauge (PIG) left in a subsea production flowline in an unknown location after a failed cleaning and inspection operation is discussed. Combined with paraffin deposits, the production flowline of the best offshore producer in northeast Brazil was completely blocked.

Extensive planning was necessary to spot the coiled tubing (CT) equipment to accommodate the deck configuration of the floating production storage and offloading (FPSO) vessel and to overcome dimensional and load capacity limitations. A customized extendable jacking frame was manufactured to support the CT

оборудования с учетом конфигурации палубы плавучего судна для хранения и выгрузки продукции (FPSO), а также для преодоления ограничений по габаритам и грузоподъемности. Для установки инжектора ГНКТ и обеспечения места для рабочего окна была изготовлена специальная выдвижная подъемная установка. Такая конфигурация устьевого оборудования была необходима для проведения работ по промывке подводной выкидной линии скважины. Для анализа гидравлических сил и нагрузок было использовано программное обеспечение, которое позволило подтвердить дохождение ГНКТ до заданной глубины и обеспечить оптимальную эффективность струйной промывки.

Трубопровод был успешно очищен от отложений парафинов, скребок был извлечен на поверхность. Монтаж оборудования ГНКТ на судне FPSO был выполнен без простоев и осложнений.

В докладе показана возможность применения ГНКТ не только для традиционных внутрискважинных работ, но и для работ в выкидных трубопроводах скважин с возможностью монтажа устьевого оборудования в условиях ограниченной площади и грузоподъемности.

В данном случае была изготовлена специальная установка ГНКТ, которая позволила провести монтаж оборудования на судне с крайне ограниченным палубным пространством и грузоподъемностью, в результате чего после неудачных работ по очистке скребком добыча углеводородов из скважины была возобновлена.

Успешное выполнение работ с колтюбингом в условиях ограниченной площади палубы

Steven Henry Craig, Epsa Sharma, Ayed Guembri, Kevin Peter, Baker Hughes

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

Первая задача по намотке ГНКТ с морского судна была выполнена с помощью двух инжекторов – один на судне, другой на платформе. Необходимость в намотке с судна возникла в связи с ограниченной грузоподъемностью платформы, которая была ниже веса концентрической ГНКТ (труба 25 мм в трубе 50 мм). После выполнения работ вымотка ГНКТ производилась аналогичным способом. В связи с ограниченным палубным пространством оборудование для подачи жидкости и азота (насосы, резервуары, оборудование для перемешивания) располагалось на судне снабжения.

В ходе работ возникли многочисленные проблемы, которые были успешно решены без происшествий, связанных с охраной труда, промышленной

инжектор и provide room for a work window. This fit-for-purpose rigging was necessary to enable the viability of the cleanout in the production flowline of the well. CT operation modeling software was used to analyze the hydraulic and force simulations to verify that the CT would reach the target depth with optimal jetting efficiency and would tailor the cleanout methodology.

Paraffin was successfully cleaned from the flowline, and the PIG was released and recovered on surface. The CT was efficiently and safely rigged up on a FPSO without any nonproductive time or service quality issues.

The versatility of CT services to not only deliver intervention services on conventional wells but to also adapt to rig up in extreme geometries and environments are showcased along with how CT services can be applied to flowline interventions.

For this case, a customized CT frame was manufactured to overcome the challenges of rigging up on a vessel with extremely limited deck space and load capacities and restoring hydrocarbon production after a failed PIG procedure.

Successfully Overcoming Small Platform Limitations to Conduct Coiled Tubing Operations

Steven Henry Craig, Epsa Sharma, Ayed Guembri, Kevin Peter, Baker Hughes

Sand cleanouts remain one of the most common applications of coiled tubing (CT) in the oil and gas industry. However, offshore operational complexity increases with deck space limitations, lower crane capacity and low reservoir pressures. This paper reviews one such challenging offshore scenario, with limited spatial capacity and not space for a full CT fleet. The paper describes the challenges encountered and the solutions formulated to conduct a successful concentric CT boat spooling and intervention.

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

Numerous challenges were faced during the operation, all of which were successfully tackled without health, safety or environmental (HSE) incident. Additionally, there was a provision of tanks and pumps on the platform to act as a back-up in the event of failure of supply from the vessel to the CT. This paper describes the methods

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

В Азиатско-Тихоокеанском регионе работы с колтюбингом с использованием судна снабжения выполняются регулярно. Однако намотка ГНКТ с судна является достаточно редкой операцией. Предполагается, что это первая операция, при которой намотка концентрической ГНКТ производилась с судна, а насосное оборудование находилось на судне снабжения. Подробное изложение процесса работ, мер по снижению рисков, полученных результатов и извлеченных уроков будет представлять особую ценность для отрасли.

Тщательное планирование, моделирование и проведение ловильных работ с помощью ГНКТ в скважинах с аномально высокими давлением и температурой в условиях агрессивной среды на Ближнем Востоке позволило извлечь более 20 км труб ГНКТ

Ademola Lawal, Weatherford Oil Tools Middle East, Kuwait; Khaled Saleh, Abdulaziz Al-khudari, Kuwait Oil Company, Kuwait; Joan Josep Vidal, Roy MacKenzie, Cesar Perozo, Weatherford Oil Tools Middle East, Kuwait

У одного из операторов на Ближнем Востоке было несколько скважин с аномально высокими давлением и температурой и агрессивной средой, которые были остановлены из-за прихвата гибкой трубы. Конструкция и состояние скважин исключили возможность применения традиционной установки КРС (капитальный ремонт скважин), поэтому аварийную трубу необходимо было извлечь на поверхность с помощью гидравлической установки КРС и специального ловильного оборудования. Для проведения безопасных и эффективных работ по фрезерованию и извлечению трубы требовался высококвалифицированный рабочий персонал, который смог бы подобрать правильное оборудование для каждой спуско-подъемной операции (СПО).

Работы были выполнены успешно благодаря тщательному планированию и применению внутрискважинного оборудования, подходящего для работ в скважинах с аномально высокими давлением и температурой. Для успешной работы необходимы высококвалифицированный рабочий персонал, надежная технология и правильная конфигурация забойной компоновки. В результате было обеспечено:

- План ликвидации аварий и контроль над скважиной.
- Подбор правильной марки стали оборудования для работы в коррозионно-активной среде.
- Учет всех возможных осложнений в ходе работ.
- Тщательное планирование работ. В 15 скважинах были выполнены более 1082 СПО. На поверхность было извлечено более 20 км труб ГНКТ диаметром 31,7–44,5 мм. В общей сложности работы заняли 42 664 человеко-часа без производственных травм и непроизводительного времени.

utilized to successfully boat spool 14,825-ft of pipe of total weight 27-tonnes and cascade the benefits to future boat spooling operations throughout the globe.

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

Meticulous Planning, Design, and Execution of Thru-Tubing Fishing Campaign in Corrosive HP/HT Wells for NOC in the Middle East Recovers more than 68,000-ft of Coiled Tubing

Ademola Lawal, Weatherford Oil Tools Middle East, Kuwait; Khaled Saleh, Abdulaziz Al-khudari, Kuwait Oil Company, Kuwait; Joan Josep Vidal, Roy MacKenzie, Cesar Perozo, Weatherford Oil Tools Middle East, Kuwait

An operator in the Middle East had several corrosive high-pressure wells which were shut in due to stuck coiled tubing. The well design and status eliminated options for conventional work-overs, so the fish had to be recovered to surface utilizing a Hydraulic Workover Unit and specialist Thru-Tubing fishing equipment. This required highly experienced fishing & milling personnel who could ensure the correct equipment was used for each run-in hole, thereby enabling a safe and efficient operation.

Successful execution was based on detailed up-front planning and application of thru-tubing well intervention services for high pressure/high temperature (HP/HT) conditions. The ideal operation would include selection of the right personnel, technology and bottom-hole assembly (BHA) configuration that would offer:

- Built-in contingencies for pressure control.
- Meet the material selection guidelines for operations in the corrosive environment.
- Allow for adequate consideration for all possible contingencies that may arise during the operation.
- Following this careful up-front planning, more than 1,082 runs were carried out in 15 wells. More than 68,000-ft of coiled tubing, with sizes ranging from 1.250 in. – 1.750 in, was recovered to surface. In total, more than 42,664 man-hours were completed with Zero LTIs and Zero NPT.

This paper serves to highlight the value that competent up-front planning, equipment selection and choice of personnel adds to an extremely high profile and complex fishing campaign. This allowed complex fish to be

В статье подчеркнуто, что сложные ловильные работы в таких сложных условиях были выполнены успешно благодаря тщательному планированию, правильному выбору оборудования и рабочего персонала. Это позволило извлечь аварийный инструмент из скважин и восстановить добычу без дорогостоящих работ по капитальному ремонту. В конечном счете это избавило оператора от больших расходов.

Применение технологии струйной осцилляции на колтюбинге для промывки от отложений в скважине с аномально высокими температурой и давлением, превышающими ограничения двигателя. Опыт работы в Северном море Соединенного Королевства

Konstantin Ermakov, Richard Hampson, David Barclay, Halliburton

В данном докладе представлены осложнения, которые воздействуют на забойные компоновки, спускаемые на колтюбинге, при работе в скважинах с аномально высокими температурой и давлением с наличием посторонних жидкостей. Также представлены способы решения указанных проблем.

В качестве запасного способа управления забойным клапаном-отсекателем была выбрана компоновка с гидравлическим инструментом переключения и ударным инструментом, спускаемая на колтюбинге. Конструкция такого типа клапана позволяет управлять клапаном путем определенной последовательности циклов изменения давления. Этот способ управления работает только в том случае, если на клапан воздействует дифференциальное давление. После возникновения осложнений с управлением клапаном циклами изменения давления было принято решение использовать колтюбинг. После переключения клапана в скважине с аномально высокими температурой и давлением с открытым стволом проводились работы на кабеле, однако кабель повис в скважине, и пройти заданную глубину не получилось. Первоначальные исследования показали, что причиной проблемы является образование пробки в скважине: металлическая стружка в сочетании с отложениями раствора на нефтяной основе и карбоната кальция. Было предпринято три попытки очистки пробки с двумя различными типами высоконапорных/высокотемпературных двигателей, однако после короткого воздействия экстремальных скважинных температур они закончились безуспешно.

В качестве альтернативного варианта устранения пробки было принято решение спустить жидкостный осциллятор на ГНКТ. В результате была проведена успешная промывка пробки с последующей кислотной обработкой открытого ствола за одну спуско-подъемную операцию с одной и той же забойной компоновкой.

Применение скважинного трактора высокой мощности на ГНКТ для освоения скважин с большим отходом от вертикали с ЭЦН

Hussain Alsaood, Abdulrahman Otaibi, Laurie Duthie, Saudi Aramco; Umur Aybar, Schlumberger; Andrew French, WWT International

Зачастую для восстановления коллекторских свойств пласта после бурения и для обеспечения

recovered, restoring production without the need for a costly work-over operation and ultimately saved the operator from major expense.

Using Fluidic Oscillation Technology with Coiled Tubing to Cleanout Scale from a High-Pressure/Extreme-Temperature Well Beyond the Limits of an HPHT Motor: A Case Study from the UK North Sea

Konstantin Ermakov, Richard Hampson, David Barclay, Halliburton

This paper explains some of the challenges that are faced with coiled tubing (CT) bottom hole assemblies (BHA) when working in high-pressure/extreme-temperature (HP/ET) environments with unfavorable fluids and how these challenges were successfully overcome.

CT was selected as a contingency to operate a downhole completion isolation valve with a hydraulically activated shifting tool and impact tool. By design, this type of valve is operated using a sequence of pressure cycles, working only when a certain differential pressure is present across the valve. CT became the primary option when problems occurred during the pressure cycle operation. After shifting the valve, wireline operations also encountered problems when they hung up prematurely and could not pass a depth in this new HP/ET well with an open hole completion. Initial investigations found that a blockage of swarf combined with settled oil-based mud and calcium carbonate fallout was the source of the problem. Three attempts with two different types of high-pressure/high-temperature (HP/HT)-rated motors ended unsuccessfully after only short exposure to the extreme downhole temperatures.

As an alternative solution, a fluidic oscillation tool was run on the CT in an attempt to clear the blockage. This method resulted in a successful cleanout followed by an acid treatment of the open hole section in a single run with the same BHA.

Powerful Hydraulic Coil Tubing Tractor Facilitates Stimulation Application in Extended Reach Wells Thru Completion Operations

Hussain Alsaood, Abdulrahman Otaibi, Laurie Duthie, Saudi Aramco; Umur Aybar, Schlumberger; Andrew French, WWT International

Matrix acid stimulation in carbonate formations can often be vital to remove formation damage post drilling and achieve a more uniform production profile. Reaching well total depth (TD) is critical for an effective treatment in extended reach wells (ERWs) completed with an electrical submersible pump (ESP). The ESP completion with minimum restriction of 2.44-in. limits

однородного притока в карбонатных пластах используют матричную кислотную обработку. Для эффективной обработки скважин с большим отходом от вертикали с электроцентробежным насосом (ЭЦН) очень важно довести забойную компоновку до забоя скважины. Наличие в скважине ЭЦН с проходным диаметром 62 мм ограничивает максимальный наружный диаметр ГНКТ и забойной компоновки. Для доведения ГНКТ до забоя лучше всего подходят гидравлические тракторы (Saiood и др., 2018).

Для работы в скважине с таким проходным диаметром можно использовать только ГНКТ с диаметром 50,8 мм и гидравлические тракторы с наружным диаметром 54,0 мм и максимальным тяговым усилием 1,45 т. Предварительное моделирование работ показало, что ГНКТ 50,8 мм и гидравлический трактор размера 54,0 мм не достигнет забоя из-за неблагоприятной траектории, что не позволит успешно провести обработку. В качестве альтернативы можно до установки ЭЦН провести кислотную обработку с использованием ГНКТ размера 73 мм и гидравлического трактора размера 89 мм.

Это позволяет повысить максимальное тяговое усилие до 4,2 т, что гарантирует дохождение до забоя и обеспечивает эффективную обработку. Также ГНКТ размера 73 мм обеспечивает более высокий расход закачки – до 800 л/мин (расход для ГНКТ размера 50,8 мм – 320 л/мин), что позволяет сократить время кислотной обработки, быстрее достичь оптимального расхода закачки, создать сеть протяженных каналов в карбонатном пласте и сократить время работы насосов на 50%. После бурения буровая вышка остается на скважине во время проведения кислотной обработки. Затем производится установка компоновки верхнего заканчивания с ЭЦН с минимальным проходным диаметром.

Данное техническое решение является альтернативой для стандартных работ с колтубингом в скважинах с большим отходом от вертикали и сужениями в компоновке заканчивания, поскольку основной задачей является проведение обработки по всему интервалу. Данный метод с использованием гидравлического трактора 89 мм на ГНКТ 73 мм позволил успешно провести обработку открытого ствола до забоя на глубине 8230 м в условиях агрессивной скважинной среды.

Повышение объема закачки газа на 30% в нагнетательной газовой скважине путем изоляции интервалов в условиях ограничения по проходному диаметру

Maria Camila Laguado, Robert Allan Murphy, Weatherford

Нагнетательная газовая скважина № 31 использовалась для добычи газового конденсата из пластов Барко, Гуадалупе и Мирадор. Нагнетательная скважина обеспечивала закачку 420 000 м³ газа в день в пласты Барко, Гуадалупе и Мирадор. После определенного периода работы скважины было проведено несколько исследований, которые показали, что газ распределялся неравномерно между тремя пластами, и основной объем газа уходил в верхний пласт Мирадор.

После тщательного изучения проблемы добывающей компанией было принято решение провести работы

the coil tubing (CT) and downhole tools size. Hydraulically powered CT tractors are an ideal solution to pull the CT to TD (Saiood et al. 2018).

The completion minimum restriction only allows for 2-in. CT with 2-1/8-in. OD hydraulically powered CT tractors and a maximum pulling force of 3,200 lbs. Pre-job CT design-aided simulations predicted the 2-in. CT size and a 2-1/8-in. CT tractor would not reach well TD due to unfavorable trajectory and therefore potentially jeopardizing a successful stimulation treatment. An alternative method is to utilize 2-7/8-in. CT combined with a 3.5-in. hydraulically powered tractor to conduct matrix acid stimulation prior to installing the upper ESP completion with restricted ID.

This alternative arrangement allows for a maximum pulling force of 9,200 lbs, ensuring a greater reach in ERWs and effective treatment. It also tolerates higher pumping rates with 2.875 in. CT (up to 5 bbl/min as compared with 2 bbl/min for 2-in. CT), reducing the exposure time of acid on surface, reaching optimum rates faster creating favorable wormholes in the carbonate formation and reducing the pumping operation time by up to 50%. Matrix acid stimulation is then completed with the drilling rig still in position post drilling operations. Thereafter, the upper ESP completion with restricted ID is installed.

This engineered solution provides an alternative for CT interventions in extended-reach horizontal wells featuring completion restrictions, where the main challenge is to maximize the reach for optimum stimulation. The approach of combining the 3.5-in. hydraulically powered tractor with 2.875-in. CT pipe successfully enabled effective stimulation of the openhole section to a 27,000-ft. TD in a challenging downhole environment.

Gas Injection Well Zonal Isolation Achieved Despite Wellbore Restrictions, Increases Gas Injection by More than 30%

Maria Camila Laguado, Robert Allan Murphy, Weatherford

A gas injection well 31 was being utilized to aid in the condensate production from the Barco, Guadalupe and Mirador formations. The injection well utilized 15 MSCFD into the Mirador, Barco and Guadalupe formations. After some time in operation and following several injection evaluations, it became clear that most of the gas injected was entering the upper Mirador formation rather than being equally distributed across the three formations as planned.

After an extended review of the situation, the operator decided to work the well over in order to improve the condensate base curve that is associated with the Barco/Guadalupe formations of the neighboring wells. By closing off the perforations in the Mirador, all of the gas

в скважине для повышения эффективности добычи конденсата из пластов Барко и Гуадалупе в соседних скважинах. Было принято решение изолировать перфорационные отверстия в пласте Миладор, в результате чего газ будет закачиваться в пласты Барко и Гуадалупе, а конденсат будет добываться из двух соседних скважин 40Z и H38. В интервале пласта Миладор было необходимо изолировать три участка перфорационных отверстий: 4724–4764 м, 4694–4724 м, 4660–4691 м.

Секция 16. Обмен знаниями на стендах VIII

Электронные стенды позволяют лично выслушать каждого докладчика и получить достаточно подробную информацию. Секция включает разные темы докладов, однако тематика соответствует докладам в других секциях.

Инновационная система механического сдвоенного пакера позволила провести повторную 8-стадийную обработку скважины за одну спуско-подъемную операцию с последующим увеличением приемистости на 2000%. Опыт работ в Индии

Nikita Kothari, Vikram Unnikrishnan, Matthew Solfronk, Baker Hughes

После нескольких месяцев эксплуатации нагнетательной скважины на недостаточно высоком расходе закачки по сравнению с соседними скважинами на большом месторождении в Индии приемистость упала практически до нуля. Как правило, на данном месторождении обработка скважин производится прямой закачкой соляной кислоты в НКТ с высоким расходом. Однако результаты таких обработок были неэффективными из-за разных величин проницаемости, пористости и давления в разных продуктивных интервалах.

Впервые на данном месторождении для точечной обработки и изоляции интервалов была использована инновационная система сдвоенного пакера с двумя механическими уплотнительными элементами. Система сдвоенного пакера с высоким расходом и давлением была выбрана для проведения точечной обработки нескольких интервалов за одну спуско-подъемную операцию с целью минимизации временных затрат.

В конструкцию компоновки для данной скважины входило два механических пакера с двумя уравнительными клапанами, порт ГРП, а также промывочная секция. Сначала производилась активация нижнего пакера сжатием, затем активация верхнего пакера натяжением, что в результате обеспечивало изоляцию межпакерной зоны. При этом открывался порт ГРП и производилась закачка жидкости по трубам в межпакерную зону. После проведения обработки целевого интервала система сдвоенного пакера деактивировалась по аналогичной процедуре в обратном порядке. Уравнительные клапаны обеспечивали сообщение между всеми секциями компоновки, что позволяло передвигать компоновку вверх по скважине для обработки следующего интервала.

В данной статье представлено описание системы сдвоенного пакера, анализ проведенных работ и извлеченные уроки по итогам первого применения

injection would enter the Barco and Guadalupe formations and be produced in the two adjacent wells, 40Z and H38. The Mirador had three sets of perforations requiring isolation, which are the intervals (15,500-ft – 15,630-ft) / 15,500-ft – 15,400-ft) / (15,290-ft – 15,390-ft).

Session 16: Knowledge Sharing ePosters VIII

Knowledge Sharing ePosters allow one-on-one interactions with presenters and opportunities to study a particular concept at an appropriate level of detail. Subject matter varies, but topics are consistent with the other technical sessions.

An Innovative Mechanical Straddle Packer System Enabled Single-Trip, Targeted Re-Stimulation of Eight Stages, Increasing Post-Treatment Injectivity by 2000%: A Case Study from India

Nikita Kothari, Vikram Unnikrishnan, Matthew Solfronk, Baker Hughes

After months of sub-optimal injection rates compared to offset wells, injection in an operator's well in a large oil field in India declined to almost zero. The wells in this field have traditionally been stimulated with high-rate bull heading of hydrochloric acid down the production tubing, however, post-treatment results using this technique have demonstrated inefficient stimulation due to permeability, porosity and pressure differences of the heterogeneous pay zones.

An innovative straddle packer system that uses two mechanically activated sealing elements was deployed for the first time in this basin to provide discrete stage isolation. The main objectives of introducing this high-rate, high-pressure straddle system was to perform multiple stimulation treatments, ensuring accurate placement in a single trip; thus minimizing intervention time.

The system used in the subject well was comprised of mechanical packers with double equalizing valves, a treating port, and a cleanout/debris removal section. The lower mechanical packer was set first in compression and the upper mechanical packer was then set in tension, creating zonal isolation for the straddled zone. At the same time, the treating port opened, enabling fluid flow from inside the workover pipe and into the straddle section. When the treatment was placed in the desired zone, the straddle packer was retrieved with the reversed procedure. The equalization ports enabled pressure and fluid communications between all sections, allowing the assembly to move up hole in preparation for the next stage.

This paper provides the description of the mechanical straddle system, operational review and lessons learned during the first deployment of a novel straddle packer system in stimulating eight stages of an injection well. Comparative pre- and post-treatment results are discussed as a measure

инновационной системы для обработки 8 интервалов в нагнетательной скважине. Для оценки эффективности технологии приводится сравнительный анализ показателей до и после обработки. В статье также представлены практические рекомендации по оптимизации временных затрат и сравнение технологии с другими методами обработки.

Закачка изолирующего раствора для изоляции истощенных интервалов

James Brown, Amr Hassan, Matthew Hall, Halliburton

Истощенные интервалы могут представлять серьезные осложнения для процесса заканчивания или внутрискважинных работ по нескольким причинам, в том числе: поглощения, межпластовые перетоки и низкое давление при ГРП. На текущий момент существует несколько способов проведения обработки или изоляции истощенных интервалов для дальнейшего проведения внутрискважинных работ.

Крупный оператор в Северном море планировал провести перфорацию в пластах В и С после исследований, которые показали, что давление в этих пластах еще может быть высоким. Для этого было необходимо изолировать истощенный интервал пласта А. После проведения второй спуско-подъемной операции по перфорации на кабеле был произведен замер высоты подъема забойной компоновки. Высота подъема соответствовала высоте перетока между только что проперфорированным интервалом и уже существующим истощенным интервалом А. Это не позволило спустить перфорационную компоновку на заданную глубину.

Сервисной компанией было предложено использовать трехмерную систему твердого геля, включающую изолирующий реагент на основе органически сшитого полимера с частицами. Было принято решение закачать данный реагент в призабойную зону с помощью колтюбинга. Глубина проникновения реагента в пласт регулировалась объемами закачки и концентрацией частиц в гелевой системе. Объем закачки был рассчитан исходя из требуемой глубины проникновения 152 мм. Лабораторные испытания показали, что отверждение полимера происходит после 12 часов при статичной забойной температуре, а остаток геля в стволе скважины можно вымыть с помощью колтюбинга.

В общей сложности в скважину было закачено 4,75 м³ гелевой системы двумя отдельными пачками. Частичная изоляция и сокращение объема поглощения были зафиксированы после прокачки первой пачки объемом 3,2 м³. Затем для полной изоляции была прокачана вторая пачка объемом 1,6 м³. Опрессовка и величина объема поглощений после обработки показали, что почти 90% открытых перфорационных отверстий в истощенном интервале были изолированы с незначительными утечками. До обработки в истощенный интервал уходило более 80% добываемой продукции. Компания-оператор была довольна результатом. После промывки скважины от оставшегося геля была успешно проведена работа по перфорации.

В данной статье представлены: подробности технологического процесса работ; насосное оборудование и ГНКТ, которые были специально

of treatment effectiveness. The paper also includes relevant notes on operational time optimization derived from the field implementation and comparison of other re-stimulation methods.

Conformance Sealant Slurry Squeeze to Stop Production

James Brown, Amr Hassan, Matthew Hall, Halliburton

Highly depleted zones could represent a major challenge for well completion or intervention because of several issues, including high losses, crossflow, and low fracturing pressure. However, nowadays, there are several options to treat or isolate depleted zones to allow further well completion or intervention.

A major North Sea operator had plans to perforate in Formations B and C formation on a well after determining that they could still be at original pressure and separated from the already producing and depleted Formation A. Following a second perforation run on wireline, tool lift was measured. This tool lift correlated with crossflow from the newly perforated zone to the existing depleted A zone, and did not allow the perforation guns to reach the required total depth (TD).

The service company proposed a three-dimensional rigid gel system comprised of an organically crosslinked polymer (OCP) conformance sealant with particulates. The system, deployed with coiled tubing (CT), was designed to be squeezed into the near-wellbore matrix. The depth of penetration is controlled by adjusting the particulates concentration in the gel system and squeeze volumes. Fluid volumes were calculated to achieve 6 in. of formation penetration. Laboratory tests suggested that the polymer would cure after 12 hours at bottomhole static temperature (BHST) and excess in the wellbore could be jetted out using CT.

A total of 30 bbl of gel system were pumped in two separate batches, with partial isolation and reduction in fluid loss achieved after the first 20-bbl batch. An additional 10-bbl batch was pumped to help ensure isolation. Pressure tests and fluid loss after the second treatment indicated almost 90% of the open perforations in the depleted zone were isolated with minor losses observed compared to a loss of more than 80% in the wellbore before the treatment. The operator was satisfied with the results and, after jetting the excess gel from the wellbore, perforation operations were performed successfully.

This paper discusses in detail the job execution, including CT and pumping equipment which were selected specifically for this operation, and including cleaning and pumping, bottomhole assemblies, running in hole procedures, the pumping schedule; fluid recipe used, and laboratory testing performed to define curing time and rheology.

This paper also highlights challenges faced

подобраны под данную операцию; процесс промывки и закачки геля, забойные компоновки, описание каждой спуско-подъемной операции, график закачки; состав гелевой системы; результаты лабораторных испытаний для определения времени отверждения полимера и реологических характеристик.

Также в данной статье освещаются проблемы, возникшие в ходе работ из-за высокой степени истощения интервала, технические решения этих проблем, а также методы оценки эффективности изоляции во время нахождения ГНКТ в скважине.

Секция 17. Обмен знаниями на стендах IX

Электронные стенды позволяют лично выслушать каждого докладчика и получить достаточно подробную информацию. Секция включает разные темы докладов, однако тематика соответствует докладам в других секциях.

Контроль обводнения в горизонтальной скважине с помощью технологии тиксотропного раствора. Анализ механизма обводнения

Andrea Quintero, Eduardo Delgado, Alex Orozco, Halliburton; Mayra Lagos, Jacobo Lopez, Jairo Centeno, Ecopetrol

Водоизоляционные работы выполняются для снижения обводненности скважин, повышения коэффициента нефтеотдачи, а также для решения широкого спектра различных задач как с точки зрения экологии, так и с точки зрения разработки пласта. Заказчику было необходимо изолировать водоносные горизонты и снизить обводненность в горизонтальном участке скважины. Сначала была определена зона обводнения в нефтедобывающей скважине. Затем было проведено моделирование пласта для определения необходимого количества и типа обработок.

В зависимости от разницы плотностей жидкостей и траектории ствола скважины в процессе традиционных водоизоляционных работ может возникнуть высокая неравномерность обработки по всей длине горизонтального или сильно искривленного участка, что может снизить точность обработки и повлиять на общую эффективность. В данном проекте была использована технология с реагентом с тиксотропными свойствами (способности изменять вязкость). Эта технология позволяет резко увеличить вязкость во время закачки в пласт, что обеспечивает удержание реагента на одном месте, пока происходит сшивание. Это обеспечивает надлежащую изоляцию целевого интервала. Для оптимизации процесса водоизоляционных работ и оценки эффективности изолирующего раствора было проведено моделирование пласта.

Во время закачки изолирующего раствора для изоляции нижнего интервала было замечено повышение давления закачки при входе двух пачек раствора в пласт, что было индикацией начала изоляции. Кроме того, тиксотропные свойства изолирующего раствора позволили удержать пачки раствора в требуемом интервале до тех пор, пока не произойдет полное сшивание для полной изоляции.

После водоизоляционных работ обводненность скважины снизилась почти на 65%, что соответствовало предварительным расчетам.

Успешные водоизоляционные работы в горизонтальном

during execution caused by high depletion, techniques used to overcome these challenges, and methods used to evaluate the success of the isolation while CT is still in hole.

Session 17: Knowledge Sharing ePosters IX

Knowledge Sharing ePosters allow one-on-one interactions with presenters and opportunities to study a particular concept at an appropriate level of detail. Subject matter varies, but topics are consistent with the other technical sessions.

Successful Control of High Water Production with Thixotropic Conformance Technology in a Horizontal Well: Diagnosing the Water Production Mechanism

Andrea Quintero, Eduardo Delgado, Alex Orozco, Halliburton; Mayra Lagos, Jacobo Lopez, Jairo Centeno, Ecopetrol

Conformance technology is the application of processes to reservoirs and boreholes to reduce water production, enhance recovery efficiency, or satisfy a broad range of reservoir management and environmental objectives. An operator desired to isolate aquifer zones and reduce water production in a horizontal section. First discussed is problem identification in the oil producing well; following, the application of reservoir simulation to determine the amount of and the most appropriate treatment application is discussed.

Depending on fluid density differences and wellbore deviation, conventional conformance treatments can tend to slump/rise along horizontal or highly deviated sections, compromising the placement accuracy and overall treatment success. The stress-dependent (thixotropic) rheological properties of the conformance technology service used in this project provides rapid viscosity increase during placement, allowing the treatment to remain in place until in-situ crosslinking occurs at a predicted time, helping to provide a competent seal across the targeted area. A reservoir simulator was used to optimize the design of a conformance treatment and to evaluate the efficiency of the conformance solution.

During pumping of the conformance system for the isolation of the lower zone because of water problems, it was observed that the entrance of the two sealing systems to the formation increased the pumping pressure, showing the sealing effect. Additionally, the thixotropic characteristic of the conformance sealant could help keep the systems in place until they acquired the consistency to complete the isolation of the water zone.

Water production after conformance treatment was reduced by almost 65%, aligned to the expected results from diagnostics.

A successful conformance operation was completed in a horizontal section, overcoming the natural tendency of standard fluids to slump/rise along horizontal or highly deviated sections. The proper conformance diagnostics with a reservoir

участке скважины позволили решить проблему, характерную для стандартных изолирующих растворов, – неравномерное распределение по длине горизонтального или сильно искривленного участка. Важную роль в успехе проекта сыграли точное определение интервалов обводнения и моделирование пласта.

Интегрированный подход к повышению эффективности и снижению операционных затрат при проведении исследований на ГНКТ с оптоволоконным кабелем

Stephen Butz, Troy Williams, Caitlin McCarthy, Halliburton

В статье представлен отчет о способе повышения операционной эффективности путем использования ГНКТ с оптоволоконным кабелем для проведения распределенного измерения температуры и акустических колебаний одновременно с разбуриванием. В скважинах с нестандартными компоновками заканчивания (Plug & Perf или сдвижные муфты) перед запуском скважины в эксплуатацию проводится разбуривание и промывка ствола скважины на КРС или ГНКТ. Как правило, разбуривание и промывка – это отдельная спуско-подъемная операция. В случае необходимости исследований после разбуривания выполняется вторая спуско-подъемная операция на КРС, ГНКТ или кабеле. Стремление добывающих компаний сократить денежные и временные затраты при вводе скважины в эксплуатацию делает актуальным поиск альтернатив вышеописанному методу.

Объединение операций разбуривания и исследований в одну позволило значительно повысить операционную эффективность работ для компании-оператора. Это позволило сократить время проведения работ и минимизировать количество спуско-подъемных операций, необходимых для ввода скважины в эксплуатацию. Данный метод обеспечивает сокращение длительности остановки скважины и времени обработки данных исследований. За 2018 год совместная операция по разбуриванию и исследованиям была выполнена в 31 скважине. Разбуривание пробок ГРП/седел муфт/песчаных пробок было выполнено до забоя на ГНКТ с оптоволоконным кабелем. Для сбора данных исследований всего интервала скважины была использована та же ГНКТ во время той же спуско-подъемной операции. Эти данные предоставили оператору всю необходимую информацию о конструкции компоновки заканчивания и интервалах ГРП. Объединение операций исследования и разбуривания позволило повысить операционную эффективность, снизить денежные затраты на \$ 100,000, а длительность работ – в среднем на 36 ч.

Секция 18. Обмен знаниями на стендах X

Электронные стенды позволяют лично выслушать каждого докладчика и получить достаточно подробную информацию. Секция включает разные темы докладов, однако тематика соответствует докладам в других секциях.

Применение инструмента для корреляции глубин на трубах с беспроводным модулем гамма-каротажа

Elias Temer, Sebastien Catheline, Nahomi Zerpa-Mendez, Carlos Merino, Schlumberger

simulator was vital to the success of this project.

Using Simultaneous Services to Provide Operational Efficiency Gains and Reduce Operational Costs for Coiled Tubing/ Fiber Diagnostic Services

Stephen Butz, Troy Williams, Caitlin McCarthy, Halliburton

A case study is presented on increasing operational efficiencies using fiber optic-equipped coiled tubing to perform distributed temperature sensing (DTS) and distributed acoustic sensing (DAS) in conjunction with millout operations. In unconventional with plug-and-perf or sliding-sleeve completions, hydraulic workover or coiled tubing is deployed to millout and clean the wellbore to total depth (TD) before the well can be put on production. Traditionally, the millout and cleanout process is a standalone operation. In the event a diagnostic service is performed on the well, a workover rig, coiled tubing unit, or wireline would be deployed in a second intervention after the initial millout is performed. This method presents a challenge to operators who want to bring wells online in a timely and economical manner.

By combining the millout and diagnostic capabilities into a single operation, operational efficiencies were significantly increased for the operator. Operators were able to minimize exposure to in-well operations and reduce the number of interventions necessary to bring a single well online. This resulted in a reduction of well shut-in time and faster data turnaround time on diagnostic evaluation. Simultaneous milling and diagnostic services were completed on 31 wells throughout 2018. Plug/Sleeve/Sand millouts were performed to well TD with a fiber-optic capable coil-tubing unit. Then the same work string was used to gather diagnostic data on the entire completion interval during the same run. These diagnostic data were collected and provided to the operator in an effort to better understand the completion design and hydraulic fracture placement. The operational efficiency gained by deploying diagnostic services in conjunction with the millout services lowered the operator's operation costs by USD 100,000 and operations time by 36 hr on average.

Session 18: Knowledge Sharing ePosters X

Knowledge Sharing ePosters allow one-on-one interactions with presenters and opportunities to study a particular concept at an appropriate level of detail. Subject matter varies, but topics are consistent with the other technical sessions.

Smart Reservoir Depth Correlation with Tubing Conveyed Wireless Gamma Ray Position Tool – Case Studies

Elias Temer, Sebastien Catheline, Nahomi Zerpa-Mendez, Carlos Merino, Schlumberger

Корреляция глубин перед перфорацией является необходимым этапом испытания пласта, чтобы свести к минимуму неопределенность данных о пласте. На текущий момент существуют три основных метода корреляции глубин: подсчет труб, физическое определение глубины известного элемента в скважине и гамма-каротаж на кабеле, который является наиболее распространенным методом благодаря точности и объему записанной информации. Однако корреляция глубин с помощью гамма-каротажа требует дополнительного времени (от 6 до 8 часов), что приводит к повышению затрат для компании-оператора. В статье представлен новый инструмент для корреляции глубин, который устанавливается непосредственно в компоновку пластоиспытателя. Питание инструмента осуществляется с помощью беспроводной акустической забойной системы телеметрии, которая обеспечивает определение глубины в режиме реального времени, что исключает необходимость в отдельной спуско-подъемной операции на кабеле. Установка беспроводного модуля гамма-каротажа в пластоиспытатель радикально меняет процесс проведения испытания пласта и позволяет значительно сократить время работ. Это показано на примере последней работы в Катаре.

Новая забойная компоновка колтюбингового бурения для вырезки окон малого диаметра в обсадной колонне в условиях высоких температур

Stefan Krueger, Kai Schoenborn, Baker Hughes Germany

В данной статье представлена новая компоновка колтюбингового бурения в условиях высоких температур с техническими усовершенствованиями, которые позволят расширить границы допустимых температур и работать в более агрессивных средах. В статье представлены первые результаты полевых испытаний компоновки для вырезки окон в обсадной колонне в условиях высоких температур.

Представленная компоновка включает в себя модули электроники нового поколения с усовершенствованными техническими характеристиками для работы в сложных условиях. Разработанная конструкция обеспечивает защиту от воздействия высоких температур на модули электроники, различные встроенные датчики и такие механические компоненты, как модуль гидравлики. В статье описаны подробности технических усовершенствований и обзор тренда перехода сегмента рынка бурения на колтюбинге к скважинам с высокими температурами. В статье представлены результаты первых испытаний новой компоновки на Ближнем Востоке, а также способы применения компоновки.

Секция 19. Обмен знаниями на стендах XI

Электронные стенды позволяют лично выслушать каждого докладчика и получить достаточно подробную информацию. Секция включает разные темы докладов, однако тематика соответствует докладом в других секциях.

Гибридная технология ГНКТ со сбором данных в реальном времени. Обзор проблем и технических возможностей для полевых работ

Vanessa Vera, Carlos Torres, Halliburton; Josue Higuera, Equion

Depth correlation before perforation is crucial in reservoir testing, to minimize the uncertainties about the reservoir being tested. Currently, three main methods are used to correlate to depth: simple pipe tally, tag of a known element in the well, or a wireline gamma ray (GR) log – which is the most accepted method, owing to its precision and track record. Wireline GR correlation, however, requires additional time (6 to 8 hours), translating into cost for the operator. We describe a new depth correlation tool, which is mounted directly in the drillstem test (DST) string and is enabled by a downhole wireless acoustic telemetry system, that provides correlation algorithm in real time without the need for extra wireline intervention. The introduction of a wireless-enabled GR measurement into the DST string radically changes the workflow for DST operations and results in significant reduction of rig time, as shown by one of our latest job campaigns in Qatar.

New High Temperature Coiled Tubing Drilling Bottom Hole Assembly Enables Slimhole Re-Entry Drilling in Challenging High Temperature Wells

Stefan Krueger, Kai Schoenborn, Baker Hughes Germany

The following paper presents a new high temperature Coiled Tubing Drilling (CTD) Bottom Hole Assembly (BHA) with its technical improvements and adjustments needed, to operate beyond previous temperature limitations and in more challenging formations. It summarizes the field-test results and first achievements of the BHA in the increasing High Temperature (HT) re-entry drilling environment.

The introduced HT CTD BHA incorporates a new generation of electronics and adjusted technical solution to operate in this challenging environment. The developed designs address the increased temperature impact to the downhole electronics, the various integrated sensors and mechanical components like the oil hydraulic system of the BHA. Details on these technical improvements are provided in combination with an overview on the changing CTD market segment to higher temperature application. The results and performance of the new CTD BHA within the first deployments in the Middle East are presented, and details of the associated application are provided.

Session 19: Knowledge Sharing ePosters XI

Knowledge Sharing ePosters allow one-on-one interactions with presenters and opportunities to study a particular concept at an appropriate level of detail. Subject matter varies, but topics are consistent with the other technical sessions.

Real-Time Hybrid Coiled Tubing Technology: A Review of Challenges and Opportunities in Field Operations

Vanessa Vera, Carlos Torres, Halliburton; Josue Higuera, Equion

Осложнения в ходе внутрискважинных работ открывают возможности для разработки новых технологий с целью повышения эффективности. Революционная гибридная технология ГНКТ со сбором данных в реальном времени представляет собой новую эру внутрискважинных исследований. В данной статье описаны результаты трех лет полевых работ с использованием гибридной технологии ГНКТ. Возможность анализа и принятия решений в режиме реального времени позволила усовершенствовать технологический процесс с точки зрения денежных затрат, логистики, операционной эффективности и технологии.

Ранее для работы с данными в реальном времени использовался кабель. При работе с таким кабелем зачастую необходимо остановить скважину и выполнить несколько спуско-подъемных операций во избежание технических проблем (например, подъем инструмента в скважинах с высоким дебитом). Технология ГНКТ с электрическим кабелем позволяет снизить время остановки скважины. Однако при этом накладываются ограничения на тяговое усилие гибкой трубы, а также на расход и тип прокачиваемой жидкости. Технология ГНКТ с оптоволоконным кабелем позволяет полностью исключить необходимость в остановке скважины и не накладывает ограничения на тяговое усилие, расход и тип прокачиваемой жидкости. Однако ресурс источника питания накладывает ограничение на время спуско-подъемной операции.

За три года было выполнено более 300 км проходки ГНКТ в скважинах на восточном предгорье Колумбии. Гибридная технология ГНКТ со сбором данных в реальном времени позволила выполнить работу в таких сложных условиях, как высокий дебит по газу и высокая степень искривления ствола скважины.

Технология включает в себя архитектуру открытых систем, которая дает возможность прокачивать любой тип жидкости на разных расходах через гибкую трубу и гибридный забойный инструмент. Кроме того, данная система совместима с любыми электрическими или механическими инструментами. Соединение выполняется через адаптер, который позволяет собрать компоновку за один монтаж. Таким образом, технология не требует дополнительного монтажа и демонтажа для проведения различных работ. Непрерывная подача питания позволяет проводить работы без ограничений по времени или питанию.

Статья описывает результаты предыдущих работ, в рамках которых с помощью гибридной технологии ГНКТ со сбором данных в реальном времени за одну спуско-подъемную операцию было выполнено несколько задач: изоляция интервалов, каротаж во время закачки, исследование компоновки заканчивания, перфорация на депрессии с очень длинными забойными компоновками.

Гибкость описанной технологии открывает широкий спектр возможностей для решения новых отраслевых проблем без эксплуатационных ограничений.

Успешный опыт применения волновой технологии в нагнетательной скважине в песчанике на севере Кувейта

Abdulaziz Sajer, Ali Alsabee, Ahmad Eldaoushy, Adel Attia, Manayer Al-Sardi, Shouq Al-Abdulmuhsen, Kuwait Oil Company

Well intervention challenges present opportunities to develop new technologies that increase operation efficiency and effectiveness. A revolutionary real-time hybrid coiled tubing (CT) service marks a new era of informed interventions. This paper highlights the results from 3 years of field operations using this real-time hybrid CT technology to improve well interventions economically, logistically, operationally, and technically by performing analysis and making decisions in real time.

Previous techniques used wireline units to perform real-time operations, which often required production shut-in and multiple runs to avoid operational issues (i.e., tool lifting in wells with high production rates). CT electric line units mitigate the shut-in requirement, but reduce the pipe pulling capabilities and limit the fluids and rates to be pumped through the pipe. CT with fiber-optics technology helps eliminate the shut-in requirement and the fluids and rates restrictions, without affecting the CT pulling capabilities. However, operating time is limited because of the power source life.

During the 3-year period, more than 1 million running feet of CT well interventions were performed in the eastern foothills of Colombia, where challenging conditions, such as high gas production rate, high tortuosity, and dogleg severity, were overcome using the real-time hybrid CT service.

The real-time hybrid CT service includes an open architecture system that provides the capability to pump any fluid type at different rates through the CT and hybrid downhole tool. Additionally, the system is compatible with all electric and mechanical tools using a plug-and-play adapter to attach tools in a single rig up, which helps eliminate additional rig up and rig down of units to perform other types of well interventions. A continuous power supply allows operations to be performed without time or power constraints.

This paper reviews previous case histories in which multiple interventions were successfully performed in a single run using real-time hybrid CT technology, including zonal isolation, well surveillance, access recovery, stimulations, production logging, injection logging, completion visualization, and perforating under extreme underbalanced conditions with extremely long bottomhole assemblies (BHAs).

The flexibility of the real-time hybrid CT technology provides multiple opportunities to address new challenges in the oil industry without limits.

Successful Application of Power-wave Stimulation Technology In a Dumpflood Injector In Sandstone Reservoir In North Kuwait

Abdulaziz Sajer, Ali Alsabee, Ahmad Eldaoushy, Adel Attia, Manayer Al-Sardi, Shouq Al-Abdulmuhsen, Kuwait Oil Company

Повышение нефтеотдачи является сложной задачей для добывающих компаний по всему миру. Решение данной задачи требует непрерывного поиска и внедрения новых технологий и изучения передового опыта. Заводнение – один из самых надежных методов добычи, который в течение многих лет использовался во всем мире для поддержания давления в пласте и максимального охвата в истощенных коллекторах без водоносного горизонта.

В данной статье представлен опыт проведения работ на нагнетательной скважине, предназначенной для поддержания давления в нефтеносном пласте, из которого добывается наибольший объем нефти всего месторождения. С самого этапа заканчивания скважины была отмечена низкая приемистость пласта из-за загрязнения призабойной зоны. Стандартные способы обработки не оказали длительного эффекта. Поэтому было принято решение провести интенсивную кислотную обработку для повышения приемистости с использованием технологии нагнетания с помощью осциллятора. Эта технология обеспечивает более глубокое проникновение в пласт и более равномерное распределение нагнетаемой жидкости. Для планирования работ и подбора рецептуры кислотного раствора были проведены: причинно-следственный анализ, исследования керна, анализ истории эксплуатации скважины. В процессе работ с осциллятором использовалась та же рецептура кислотного раствора, которая использовалась при стандартном методе обработки ранее.

В результате кислотной обработки с осциллятором было отмечено значительное повышение приемистости по сравнению со стандартными методами обработки. Анализ проведенной работы показал повышение расхода нагнетания жидкости в 2 раза. В соседних добывающих скважинах было отмечено повышение пластового давления, что подтверждает эффективность нового способа обработки. Такие многообещающие результаты открывают новые возможности для оптимизации добычи в соседних скважинах и значительного повышения нефтеотдачи.

В данной статье представлен нестандартный метод технологии кислотной обработки, который обеспечивает повышение приемистости в нагнетательных скважинах по сравнению с традиционными методами. Данная технология открывает новые возможности для повышения приемистости нагнетательных скважин. В дальнейшем технологию можно применить на всем месторождении для повышения нефтеотдачи из истощенного пласта.

Секция 20. Обмен знаниями на стендах XII

Электронные стенды позволяют лично выслушать каждого докладчика и получить достаточно подробную информацию. Секция включает разные темы докладов, однако тематика соответствует докладом в других секциях.

Применение ГНКТ с методом контроля столба жидкости в скважине

Ben Talbot, Shell

Проект по восстановлению добычи Nelson N-20 был разработан для восстановления уровня добычи в 240 м³/сут после того, как скважина была остановлена в

Maximizing oil recovery is a very challenging assignment to oilfield operators worldwide. This requires additional and continuous adoption of new technologies and best practices. Water flooding is one of the most reliable recovery technique and been used for many years around the world to pressure support to the reservoir and minimize the bypassed oil in depleted reservoirs with no aquifer support.

This paper is presenting a case of well that was drilled and completed as a dumpflood well to provide pressure support to an oil-bearing zone that contributes most of the field's production. Dumping rates have showed poor performance due to near wellbore damage since completion. Many conventional stimulation trials were carried out with no sustained success. The well was selected for an advanced acid stimulation technique to improve the dumping rate by using the concept of Oscillating Fluid Injection. This process achieves deeper treatment penetration and more uniform fluid distribution. Root cause analysis, core analysis and well history have been used to optimize the job procedures and acid recipe to remove the suspected damage. The above-mentioned process treated the target zone with the same acid recipe that has been used in the previous conventional acid stimulation job.

The results of this advanced process showed a significant improvement in well injectivity compared with previous acid stimulation techniques. The post treatment evaluation showed an increased dumping rate by two times. The increased flowing bottomhole pressures observed in the surrounding producing wells confirm the direct benefit of the improved injectivity and consequent pressure support. These promising indications have opened new production optimization opportunities in the nearby wells to add significant oil gain.

This paper presents an unconventional method of acid stimulation technology in the improvement of injectivity in surface injection and dumpflood injectors compared with conventional techniques. This technology has opened new opportunities for improving the injectivity of the dumpflood wells, and go for full field implementation to maximize the oil recovery from depleted reservoir.

Session 20: Knowledge Sharing ePosters XII

Knowledge Sharing ePosters allow one-on-one interactions with presenters and opportunities to study a particular concept at an appropriate level of detail. Subject matter varies, but topics are consistent with the other technical sessions.

Deploying Coiled Tubing Using the Low Head Method of Well Control

Ben Talbot, Shell

The Nelson N-20 production restoration project was created to restore >1,500 bopd after the well was shut in in May 2018 due to excessive sand

мае 2018 года из-за большого выноса песка в результате повреждения фильтров в компоновке заканчивания открытого ствола. Была поставлена задача провести перфорацию интервала горизонтального участка длиной 150 м и установить компоновку фильтров длиной 580 м в текущую компоновку заканчивания. Изначально рассматривался метод спуска перфораторов и фильтров в работающую скважину, однако из-за высоких затрат было принято решение отказаться от этого метода. Уровень жидкости в скважине был ниже устья, поэтому было принято решение контролировать столб жидкости не на устье, а в скважине. Это позволило произвести спуск перфораторов и фильтров эффективно и безопасно. Проведение такой работы без полноценного бурового оборудования на устье было первым опытом для компании Shell в Соединенном Королевстве. Поэтому перед работой было проведено тщательное планирование. Техническая реализация контроля за скважиной была выполнена с привлечением лучших отраслевых специалистов компании Shell, что дало уверенность в успехе операции. Работы были выполнены в июне 2019 года. В процессе промывки было зафиксировано повреждение хвостовика на участке продуктивного интервала, в результате чего получилось провести перфорацию длиной только 42 м и установить компоновку фильтров длиной 480 м. Тем не менее работа была выполнена успешно, что подтверждает эффективность метода контроля столба жидкости в скважине для упрощения технологического процесса внутрискважинных работ такого типа и снижения затрат.

Диагностика и устранение утечек в сложных условиях для восстановления добычи в ключевой газовой скважине в дельте Нила в Египте

Maria Leticia Vazquez, Schlumberger; Mostafa Marie, Ehab Salama, Ahmed Abdel Rahman, Bronislav Vago, SUCO; Khaled Ziada, Mahmoud Sharab, Nader Sabanegh, Meirbek Ikhsanov, Schlumberger

В газовой скважине в районе города Дисук в дельте Нила в Египте компания Suez Oil Company обнаружила проблемы с целостностью из-за предполагаемой утечки в НКТ размером 89 мм. Утечка привела к остановке скважины и полной остановке добычи. Спуск многорычажного каверномера показал, что на стенках образовалась коррозия, однако точное местоположение утечки определить не удалось. Для восстановления добычи компания Suez Oil Company начала поиск технологии определения точной глубины утечки и дальнейшего ремонта без привлечения бурового станка. Однако проведение стандартных работ с канатной техникой не позволило бы определить точную глубину утечки и обеспечить сбор данных в реальном времени для подтверждения успешного ремонта. Для определения точной глубины утечки в НКТ в режиме реального времени были проведены работы по спуску каротажных инструментов на электрическом кабеле (кварцевый манометр, термометр и расходомер). После определения глубины утечки в скважину была спущена система сдвоенного пакера на канате с кабелем. После устранения утечки скважина была снова запущена в эксплуатацию.

production from a failed open hole standalone sand screen completion. The aim was to perforate ~490 ft of the horizontal reservoir section and install a 1900 ft screen assembly inside the completion. To deploy the guns and screens a live well deployment system was considered however ruled out due to the high project costs. As the well is sub-hydrostatic, the low head method of well control was utilized, managing a column of fluid subsurface, rather than at surface. This enabled the guns and screens to be deployed safely and cost effectively. As this was the first time Shell UK would carry out this operation without a functioning drilling package, a sharp focus was put on the planning stage to ensure success. Technical assurance on the well control aspects of the operation from across the wider Shell company and across the industry gave the team confidence to proceed. The operation was executed in June 2019, unfortunately encountering a liner damage in the reservoir section during the well clean up stage and resultantly were only able to perforate 138 ft and deploy a 1,571 ft screen assembly. However, the operation was completed safely, with technical success and proves that the low head method can be used for intervention activities of this sort and can simplify and take cost out of complex operations.

Diagnose and Remediate Leak on Constrained Operating Conditions Brings Back to Production Important Gas Well in Egypt Delta Region

Maria Leticia Vazquez, Schlumberger; Mostafa Marie, Ehab Salama, Ahmed Abdel Rahman, Bronislav Vago, SUCO; Khaled Ziada, Mahmoud Sharab, Nader Sabanegh, Meirbek Ikhsanov, Schlumberger

Suez Oil Company in Egypt encountered well integrity issues due to a suspected leak in a 3 ½-in completion, in a gas well in Desouq, Nile Delta Region. This led to well closure and consequent loss of production. The memory multi-finger caliper was showing pitting but was not conclusive on identifying the leak point. Suez Oil Company required a rig-less solution to diagnose and pinpoint the leak and repair the well, so production could resume. However, conducting well intervention techniques on conventional slickline could not provide precise depth placement, much less real-time control and monitoring capabilities to confirm operations. Production logging services were deployed on E-line to detect the leak point in the tubing in real time by the variation of the quartz gauge's pressure and temperature measurements and spinner rotation associated with the flow. Once the Leak point was properly identified, Straddle system was deployed to remediate the leak, utilizing digital slickline, and the well was placed back into production.

Секция 21. Обмен знаниями на стендах XIII

Электронные стенды позволяют лично выслушать каждого докладчика и получить достаточно подробную информацию. Секция включает разные темы докладов, однако тематика соответствует докладам в других секциях.

Сравнение скважинного трактора малого диаметра на ГНКТ различного размера в трех скважинах. Анализ проведенных работ

A. Saeed, Saudi Aramco; A. French, N. B. Moore, WWT International

Для проведения внутрискважинных работ используются различные размеры ГНКТ, каждый из которых имеет свои преимущества и ограничения, в том числе: максимальный расход закачки, логистика, усталостный ресурс трубы. Скважинные тракторы используются в скважинах с большим отходом от вертикали для обеспечения дохождения гибкой трубы до требуемой глубины в горизонтальном участке скважины. Задачей данного исследования было сравнение эффективности скважинного трактора малого диаметра на ГНКТ двух размеров: 50,8 мм и 60,3 мм.

На нескольких скважинах с помощью программного обеспечения был проведен анализ нагрузок на ГНКТ с различными коэффициентами трения, рассчитанными по данным с предыдущих работ на этом месторождении. Для исследования были подобраны три скважины-кандидата, в которых без применения трактора происходил прихват ГНКТ. Достижение забоя было возможным только с применением трактора на ГНКТ размером 50,8 мм и 60,3 мм. Для оценки эффективности скважинного трактора в забойную компоновку были включены датчики давления и натяжения со сбором данных в реальном времени.

В ходе работ было зафиксировано, что ГНКТ 60,3 мм достигла большей глубины до момента активации трактора по сравнению с ГНКТ 50,8 мм. Также проведенные работы подтвердили, что применение трактора позволило обеспечить дохождение ГНКТ до глубины, значительно превышающей расчетную глубину прихвата, как для размера 50,8 мм, так и для 60,3 мм. Затем на каждой из трех скважин были успешно проведены кислотные обработки. Результаты исследования показали, что гидравлический скважинный трактор малого диаметра обеспечивает увеличение дохождения ГНКТ размером 50,8 мм и 60,3 мм для проведения дальнейшей кислотной обработки в открытом стволе.

Результаты исследования подтверждают эффективность применения гидравлического трактора для увеличения дохождения ГНКТ 50,8 мм и 60,3 мм в скважинах с большим отходом от вертикали.

Внутрискважинные работы в скважинах с компоновками заканчивания с системой контроля притока

Vladimir Stepanov, Pierre Ramondenc, Adnene Mhiri, Dmitriy Abdrazakov, Konstantin Burdin, Yerzhan Konysbayev, Alexander Slobozhaninov, Anvar Amangeldiyev, Schlumberger; Campbell Kinnear, Bauken Sultanov, Tengizchevroil

Добывающие компании по всему миру все чаще используют компоновки заканчивания с системой контроля притока для управления процессом добычи и мониторинга профиля притока. При внедрении систем контроля притока важно проводить анализ

Session 21: Knowledge Sharing ePosters XIII

Knowledge Sharing ePosters allow one-on-one interactions with presenters and opportunities to study a particular concept at an appropriate level of detail. Subject matter varies, but topics are consistent with the other technical sessions.

Analysis and Case Study: Comparing CT Slim Tractor Performance Using Different CT Sizes in 3 Wells

A. Saeed, Saudi Aramco; A. French, N. B. Moore, WWT International

For coiled tubing stimulations each CT size offers various advantages and limitations, including but not limited to; maximum pump rate, logistics, fatigue life and cost. In extended reach (ERD) wells CT Tractors can be utilized to improve coiled tubing (CT) access of the horizontal section of the well-bore. The objective of this study was to compare the performance of a slim CT tractor with various sizes of CT, namely 2" and 2-3/8".

Tubing Force Analyses (TFA) were performed for a group of wells using CT modeling software with friction coefficients back modeled from previous CT interventions in the same field. Three similar candidate wells were chosen where CT was predicted to lockup prior to reaching Total Depth (TD) without the use of a tractor, and where TD was able to be reached with the use of a tractor for both 2" and 2-3/8" CT. During field operations down-hole pressure sensors and tension compression sub were included in the BHA to verify the effectiveness of the CT tractor with live readings.

The field operations demonstrated that 2-3/8" CT reached further in the wellbore prior to activating the tractor. The operations confirmed that the slim hydraulic CT Tractor was able to pull both 2" and 2-3/8" CT a significant distance past CT lockup depth. Matrix stimulations were successfully performed on each of the 3 wells. The study concludes that both 2" and 2-3/8" CT combined with a hydraulic slim tractor were both appropriate solutions to access extended reach open hole for Matrix stimulation operations.

Production engineers have case study results to show the effectiveness of using 2" vs 2-3/8" CT with a slim hydraulic tractor to access ERD wells for stimulation operations.

Shedding Light Upon Interventions in Wells with Conformance Control Completion

Vladimir Stepanov, Pierre Ramondenc, Adnene Mhiri, Dmitriy Abdrazakov, Konstantin Burdin, Yerzhan Konysbayev, Alexander Slobozhaninov, Anvar Amangeldiyev, Schlumberger; Campbell Kinnear, Bauken Sultanov, Tengizchevroil

It is becoming more common for operators around the world to use alleged conformance control completions as a means of managing

эффективности на самых ранних стадиях проекта. Это позволит обеспечить максимальный приток из всех продуктивных интервалов и правильное разобщение пластов, поскольку это оказывает значительное влияние на дальнейший процесс разработки всего месторождения. Всесторонний анализ должен включать в себя определение точных глубин изоляции интервалов до и после кислотной обработки, распределение флюидов в скважине во время обработки, а также анализ целостности компоновки заканчивания.

Анализ целостности компоновки заканчивания с помощью установки систем забойного мониторинга является дорогостоящим методом, который подходит для длительного мониторинга. Другим методом является проведение исследований на кабеле. Однако такие исследования предоставляют ограниченный объем данных. Альтернативным методом является использование специальной интегрированной системы ГНКТ для сбора и анализа данных. Предлагаемый метод использует систему распределенного измерения температуры и технологию передачи данных в реальном времени. Это позволяет быстро получить информацию о текущем состоянии ствола скважины и межпластовых перетоках для принятия правильных решений по оптимизации обработки скважины.

В данной статье приведен пример успешного применения данной технологии в 10 скважинах с разобщением 40 интервалов в карбонатном пласте в Каспийском регионе. Данные по результатам распределенного измерения температуры позволяют определить уникальный профиль притока в каждой точке ствола скважины. В статье представлены данные, собранные по результатам распределенного измерения температуры длительностью от 30 минут до 6 часов. Измерения проводились до и во время кислотной обработки каждого интервала. Данные о температуре позволяют определить характер притока флюидов в скважине: зоны межпластовых перетоков, глубины утечек, интервалы успешно проведенной обработки и другую информацию. Затем определенный по результатам исследований характер притока флюидов подтверждается с помощью точечных исследований. Важным выводом является то, что существует несколько типов межпластовых перетоков и утечек (например, через пласт/матрицу или через колонну). Полученные данные можно использовать для оптимизации технологического процесса обработки и повышения эффективности.

Данные о профиле распределенной температуры и результаты точечных исследований в совокупности предоставляют точную информацию о скважине и характере притока, что позволяет оптимизировать стратегию проведения обработок.

Секция 22. Обмен знаниями на стендах XIV

Электронные стенды позволяют лично выслушать каждого докладчика и получить достаточно подробную информацию. Секция включает разные темы докладов, однако тематика соответствует докладам в других секциях.

Исследования скважины с полностью контролируемым инструментом переключения на электрическом кабеле позволили исключить необходимость в капитальном ремонте. Отчет о работе

inflow zones and controlling production. When this type of completion is introduced in a field, it is extremely important to analyze its effectiveness at very early stages of the project to achieve maximized zonal contribution together with proper compartmentalization in current and subsequent completions, since this will have a significant impact on the future life of the entire field. A thorough analysis should include understanding zonal isolation before and after acid stimulation, fluid distribution inside the compartments during the treatment, and confirmation of completion integrity.

Analyzing completion performance by introducing additional downhole monitoring systems or devices is costly and is more appropriate for the long term. Another option, surveillance with wireline technology, may not provide definite conclusions due to limited acquisition extent. Alternatively, coiled tubing (CT) can provide a fit-for-purpose integrated solution to data acquisition and analysis challenge. The proposed approach uses distributed temperature sensing technology along with real-time data streaming capabilities to provide an instantaneous insight on wellbore dynamics, thus enabling informed decisions on treatment optimization, as well as yielding reliable information on interzonal communication.

This study is based on a success story of intervening with CT on 10 wells, with a total of 40 compartments in a carbonate reservoir in the Caspian region. Distributed temperature evolution models are used to build a signature library characteristic of specific flow events in the wellbore. The study consists of distributed temperature surveys lasting from 30 minutes to 6 hours that were acquired before and during the acid stimulation of each conformance compartment. Unique temperature features are identified in specific flow events, such as communication between compartments, loss of completion integrity, and effective stimulated area determination, to name a few. Those events are hypothesized and corroborated using downhole point measurements. A significant finding is that communication between zones occurs through several possible paths (i.e., through the formation/matrix or via the completion). The stimulation strategy can be modified accordingly, leveraging downhole data to maximize completion efficiency.

This combination of transient distributed temperature and point measurement data provides an insight into wellbore and reservoir flow dynamics and facilitates an optimized stimulation strategy.

Session 22: Knowledge Sharing ePosters XIV

Knowledge Sharing ePosters allow one-on-one interactions with presenters and opportunities to study a particular concept at an appropriate level of detail. Subject matter varies, but topics are consistent with the other technical sessions.

Mark Milkovich, Amanda Olivio, Brandon Christa, Thomas Mauchien, Jesse West, Schlumberger; Ronnie Burger, Hess; Clement Laplane, Ben Durand, Schlumberger

В скважине произошло повреждение сдвижной муфты, управляемой с устья. Данные, полученные с помощью инструмента переключения на электрическом кабеле, позволили выбрать метод восстановления гидравлического контроля за муфтой без необходимости извлекать всю компоновку заканчивания.

Компания-оператор спроектировала компоновку умного заканчивания, включающую управляемые сдвижные муфты, активируемые гидравлически с устья. Такая конструкция позволяет закрыть муфту при необходимости. На данной скважине сдвижные муфты не удалось открыть. Кроме того, было невозможно определить глубину установки этих муфт. Вывод о возможной неисправности муфт был сделан после того, как скважину не удалось запустить в эксплуатацию после спуска компоновки заканчивания. Перед проведением дорогостоящих работ по извлечению и замене компоновки заканчивания в скважину был спущен инструмент переключения муфт малого диаметра для исследования состояния управляемых сдвижных муфт.

Инструмент позволил успешно войти в зацепление с профилем сдвижных муфт и провести несколько циклов открытия/закрытия со сбором данных с инструмента и скважинных датчиков в реальном времени. Это позволило провести детальный анализ полученных данных и принять обоснованное решение по выбору варианта ремонта без необходимости длительной и дорогостоящей операции по извлечению компоновки заканчивания.

Данное исследование показало эффективность полностью управляемого инструмента переключения на электрическом кабеле для устранения неисправностей и выявления причин неработоспособности оборудования заканчивания. Возможность контроля за усилием переключения и расходом жидкости с помощью встроенных датчиков позволила получить детальную информацию для анализа состояния скважины в реальном времени и эффективного устранения неисправностей. В результате применение инструмента переключения позволило избежать работ по капитальному ремонту и сэкономило компании-оператору 60 миллионов долларов.

Разработка технологии электрогидравлического трактора с механическими компонентами обеспечила проведение точного, полностью управляемого, высокоэффективного фрезерования элементов компоновки заканчивания

Stuart Murchie, Gerald McInally, Bård Tinnen, Kristine Gabrielsen, Altus Intervention

Компоновка заканчивания скважины является неотъемлемой частью конструкции скважины. Каждый элемент компоновки подбирается под требуемые задачи. Существует широкий выбор различного оборудования заканчивания: от простых посадочных профилей для извлекаемых пробок до клапанов с конструкцией различной сложности для этапов заканчивания или

Well Diagnostics Led to Preventing Well Workover Using Fully Controllable Electrical-Line Powered Shifting Intervention Tool: A Case Study

Mark Milkovich, Amanda Olivio, Brandon Christa, Thomas Mauchien, Jesse West, Schlumberger; Ronnie Burger, Hess; Clement Laplane, Ben Durand, Schlumberger

Through the utilization of the feedback from an electric-line shifting tool, the operator was able to design an intervention to restore hydraulic control of a failed surface-controlled adjustable sliding sleeve without pulling the entire completion.

The smart well completions designed by the operator incorporated adjustable sliding sleeves activated hydraulically from the surface to provide downhole choking capability. In this case study, the adjustable sliding sleeves had failed closed and its position could not be determined. The sliding sleeves appeared to fail hydraulically as the well could not be brought onto production after the running of the initial completion. The fully instrumented slim electrical-line shifting tool was deployed to diagnose the condition of the adjustable sliding sleeves, in-situ, before committing to a major workover intervention to pull and replace the completion.

With the slim electrical-line shifting tool, the operator was able to successfully latch into the shifting profile and perform a series of shifting operations capturing the real-time data from the shifting tool and the production platform hydraulics and well sensors. This enabled analyzing, diagnosing, and making an informed decision on the best options on how to intervene without the time and cost intensive operation of pulling the completion.

This case study demonstrated the value of a fully controllable instrumented electrical-line powered shifting tool for the purposes of troubleshooting and diagnosing of completion problems. Its ability to adjust force and displacement with on-board sensors provided feedback for effectively troubleshooting and diagnosing the condition of well components downhole in real time. Ultimately, the deployment of the instrumented slim shifting tool mitigated a full workover and saved the operator USD 60 million.

Electrohydraulic Tractor and Associated Mechanical Technology Platform Developments Deliver Precise, Controlled and Highly Effective Capability for Efficient Completion Component Milling

Stuart Murchie, Gerald McInally, Bård Tinnen, Kristine Gabrielsen, Altus Intervention

Completion components integral to well design are selected for their required functionality. These components range from simple profiles used for

эксплуатации. Часто производятся работы по удалению элементов заканчивания, если они неисправны либо представляют препятствие для дальнейших работ или для притока флюидов. В данной статье представлены два отчета о работах по фрезерованию элементов заканчивания, которые были успешно выполнены благодаря применению новейших разработок в области совмещения технологии скважинного трактора и механических инструментов.

Электрогидравлические тракторы были разработаны в середине 1990-х. Изначально они предназначались для спуска инструментов на электрическом кабеле в сильно искривленных участках скважин. Затем в конструкцию тракторов была включена возможность передачи вращения, что позволило проводить фрезерование обломков породы или элементов заканчивания. При этом трактор служит не только для передачи полезной нагрузки, но и для передачи осевой нагрузки на фрез во время фрезерования. Новейшие разработки обеспечивают повышенный уровень контроля за процессом, что дает возможность эффективного и надежного разбуривания более сложных элементов заканчивания. Такие элементы (створчатые клапаны, посадочные nipples) изготовлены из различных стальных сплавов разной формы и размеров. Для эффективного разбуривания таких элементов необходимо подобрать оптимальную конструкцию фрезы и оптимальные параметры разбуривания (например, нагрузку на долото и частоту вращения). В статье описаны новые разработки в области фрезерования и основные проблемы, возникающие при фрезеровании с ограничением по максимальной нагрузке. Также в статье показано, что возможность сбора данных о фрезеровании в реальном времени является важным фактором успеха операции.

В статье представлены новые электронные и гидравлические разработки технологии фрезерования с трактором. Результаты проведенных работ показывают высокую точность измерения, независимое управление и оптимизацию всех основных параметров, регулируемых в ходе работы, что обеспечивает эффективное фрезерование на всех стадиях операции. Также результаты работ показывают высокий технологический уровень имеющегося оборудования для фрезерования в рамках расчетных и испытанных пределов. Технологические параметры процесса фрезерования в скважине были абсолютно идентичны значениям, полученным при испытании технологии в лабораторных условиях. Также была усовершенствована конструкция фрезы. Для этого проводилась программа интенсивных испытаний с целью сокращения случаев заклинивания фрезы и образования металлических обломков во время разбуривания, что может случайно привести к другим осложнениям.

Данная технология открывает возможность для использования функционала трактора и функционала вращающегося модуля, что обеспечивает непрерывное вращение фрезы и возможность проработки расфрезерованного участка во избежание заклинивания инструмента. Проведенные работы показывают, что описанная разработка позволила достичь феноменальных результатов при фрезеровании в обсаженном стволе. ☉

securing retrievable plugs, to valves of varying complexity and design used during the completion or production phases. Often, remedial work is required to remove these components if they are no longer working or needed when they are a hinderance to well access or its productivity. This paper presents two case histories of completion component milling operations that were efficiently carried out by applying recent developments in combined tractor and mechanical application technologies.

Electrohydraulic tractors were developed in the mid-1990s initially as means to convey electric line tools in highly deviated sections of wells. Applications were soon developed to include rotational capability run in conjunction with the tractor, enabling milling of well debris or completion components. For this, the tractor is used not only for payload conveyance, but also to provide weight on bit (WOB) during a milling operation. Recent technology developments are providing an increased level of control, enabling more complex component milling to be carried out efficiently and with greater degree of confidence. Such components, including flapper valves and nipple profiles, are made from a variety of steel alloys, shapes and dimensions. Efficient milling of these requires an optimal bit design, coupled with optimised milling parameters, for example, WOB, torque and RPM. The challenges of milling with limited available power are discussed, new milling solutions are disclosed, and the importance of real time feedback of milling parameters to ensure success are illustrated.

This paper discusses new electronic and hydraulic developments applied to the tractor-milling platform. Case histories will demonstrate the hi-fidelity measurement, independent control and optimisation of all relevant milling parameters adjusted on the fly, delivering performance across all stages of the milling operation. They will show the high level of instrumentation now available which ensures the milling operation is conducted within prescribed and tested limits and allow performance parameters, designed and demonstrated in the lab, to be replicated one-to-one in the downhole environment. Improvements also include specific bit designs that have been developed through a rigorous testing program to minimise tool jamming and the metal debris created during the milling process, which could inadvertently cause other issues in the well.

The technology enables switching between the tractors driven and rolling rotational anchor functionality whilst providing continual rotation and back-reaming capability to minimise the possibility of a stuck tool scenario. The case histories show that these developments have delivered unprecedented success in challenging cased hole milling operations. ☉



Обустройство нефтегазовых месторождений

Технический форум

Главная цель форума -

представить и обсудить современные принципы и технологии обустройства наземных и морских месторождений нефти и газа для эффективной разработки.

2-3 июня

2021 года

Холидей Инн Лесная
Москва

+7 (495) 488-6749

info@forumneftegaz.org

www.forumneftegaz.org

Темы Форума

- Технологическое проектирование объектов обустройства месторождений и первичной подготовки и переработки продуктов добычи.
- Подготовка концептуального проекта разработки и обустройства нефтегазовых месторождений.
- Техничко-экономические расчеты при проектировании обустройства нефтегазовых месторождений.
- Расчеты при оценке стоимости капитального строительства.
- Блочно-модульное исполнение основного технологического оборудования. Примеры блочных поставок.
- Информационные технологии в проектировании обустройства. Рассмотрение методологии создания моделей.
- Разработка и освоение морских месторождений.
- Подводные добычные комплексы.
- Оборудование и технологии обеспечения морской добычи.
- Другие темы отрасли.

Возможности для вашего продвижения на рынке

Форум и выставка привлечет в качестве участников ключевых менеджеров компаний, что обеспечит вам, как партнеру Форума, уникальные возможности для встречи с новыми заказчиками. Большой зал будет удобным местом для размещения стенда вашей компании. Выбор одного из партнерских пакетов позволит Вам заявить о своей компании, продукции и услугах, и стать лидером быстрорастущего рынка.

Для дополнительной информации и подбора решения, удовлетворяющего Вашим задачам и бюджету, пожалуйста свяжитесь с нами по электронной почте info@forumneftegaz.org или по телефону +7 (495) 488-6749.



НОВИНКА ПВУ РИАТ - ПЕРЕДВИЖНАЯ ВОДОГРЕЙНАЯ УСТАНОВКА «ШТОРМ»

Разогрев жидкости для технологий ГРП, ГНКТ, ЗБС, ЧС ситуаций



Шасси КАМАЗ-РИАТ 43118-RR – больше мощности, выносливости и экономичности
(смотрите подробнее на сайте www.riatauto.ru)

НОВОЕ ИСПОЛНЕНИЕ И КОМПЛЕКТАЦИЯ С ПОВЫШЕННЫМ КПД:



**УВЕЛИЧЕННАЯ
МОЩНОСТЬ**
до 2,5 мВт



**УВЕЛИЧЕННАЯ
СКОРОСТЬ НАГРЕВА**
до $t + 40^{\circ}\text{C}$ 50 м воды
составляет ~ 40 мин



**ЭКОНОМИЯ
СТОИМОСТИ
ЭНЕРГОЗАТРАТ**



ОАО РИАТ

ksm@riat.ru
ab@riat.ru

riatauto.ru
+7 (8552) 30-51-03



Сервисные компании, имеющие в своем арсенале более широкий спектр услуг, оказались в более выгодном положении

Service Companies with a Wider Range of Services in Their Arsenal Are in a Better Position

На вопросы научно-практического журнала «Время колтюбинга. Время ГРП» и российского отделения ICoTA (ICoTA-Russia) отвечает **Сергей Симаков**, эксперт Центра компетенций по технологиям строительства и ремонта скважин блока экспертизы и функционального развития ООО «Газпромнефть НТЦ».

«Время колтюбинга»: Как бы Вы охарактеризовали нынешнее состояние российского высокотехнологичного нефтегазового сервиса?

Сергей Симаков: После принятия соглашения о снижении добычи углеводородного сырья высокотехнологичный сервис в ПАО «Газпром нефть» претерпевает изменения, как, впрочем, и в других ВИНК.

ВК: Как изменились предпочтения заказчиков нефтесервисных услуг в связи с принятыми Россией обязательствами по сокращению добычи нефти?

С.С.: Заказчики российских ВИНК вынуждены играть по правилам, оговоренным при сделке. Как и было запланировано, снижение добычи напрямую коснулось и дочерних обществ ПАО «Газпром нефть». Пересмотрены показатели добычи, сервисные услуги Контрагентов.

ВК: Какие сервисные организации, по Вашему мнению, в настоящее время находятся в более выгодном положении: независимые сторонние компании или внутренний сервис ВИНК?

С.С.: На сегодняшний день конъюнктура рынка на фоне событий, связанных с эпидемиологической ситуацией и последующей несостоявшейся сделкой с ОПЕК+, значительно изменилась. Сервисные компании, имеющие в своем арсенале более широкий спектр услуг, оказались в более выгодном положении. Поскольку сокращение добычи достигается не только сокращением фонда



Scientific and practical journal "Coiled Tubing Times" and the Russian branch of ICoTA (ICoTA-Russia) are interviewing **Sergey Simakov**, Expert of the Competence Center for Block Well Construction and Workover Technologies expertise and functional development Gazpromneft STC.

Coiled Tubing Times: How would you describe the current state of the Russian

high-tech oil and gas service?

Sergey Simakov: After the adoption of the agreement on the reduction of hydrocarbon production, high-tech service at Gazprom Neft is undergoing changes, as, indeed, in other vertically integrated oil companies.

CTT: How have the preferences of customers of oilfield services changed in connection with Russia's commitments to cut oil production?

S.S.: Customers of Russian vertically integrated oil companies are forced to play according to the rules stipulated in the transaction. As planned, the production decline directly affected the Subsidiaries of Gazprom Neft. The production indicators, services of the Contractors were revised.

CTT: Which service organizations, in your opinion, are currently in a better position: Independent third-party companies or vertically integrated oil companies' internal service?

S.S.: To date, the market situation has changed significantly against the background of events related to the epidemiological situation and the subsequent failed transaction with OPEC+. Service companies with a wider range of services in their arsenal are in

бутовых станков, но также и действующим фондом скважин (так называемый фонд ГТМ), каждая ВИНК пересмотрела свои затраты на данный вид сервисов в пересчете на получаемую прибыль. Далее все развивалось по сценарию «снежного кома», т.е. шло сокращение соответствующих объемов сервиса, оказываемого контрагентами каждого ВИНК.

ВК: Какие технологии остаются в тренде?

С.С.: Прежде всего, технологии, без которых просто не обойтись, – продолжение работ на скважинах с МГРП, продолжение работ с ГНКТ. Гибкие насосно-компрессорные трубы, пожалуй, одна из немногих отраслей, которая подверглась наибольшему сокращению работ по причине пересмотра технологических взаимозаменяющих возможностей с сервисом КРС там, где их возможно заменить или вообще исключить.

ВК: Как изменились подходы сервисных компаний к закупке оборудования?

С.С.: Подходы сервисных компаний к закупке оборудования в нынешней ситуации, на мой взгляд, конечно же, изменились и перешли в режим снабжения при крайней необходимости. Мы активно взаимодействуем с сервисными компаниями на предмет обеспечения всем необходимым для выполнения производственного процесса заблаговременно и с соблюдением лид-таймов.

ВК: Какую роль в развитии нефтесервиса призвана сыграть цифровизация?

С.С.: Одну из важных задач в развитии нефтесервиса призвана решить цифровизация. Речь идет не только об облегчении человеческого труда на производстве, но также и о повышении качества получаемой информации и формирования банка цифровых данных для ускорения многих процессов. Так, например, на сегодняшний день есть возможность не только контролировать процесс бурения, но и получать информацию с месторождения при выполнении работ с ГРП, ГНКТ. Подготовлены модули, позволяющие в режиме онлайн не только отслеживать применяемые технологии, работу оборудования, но и управлять процессом ГНКТ с ГИС, когда получение информации не ограничивается пределами месторождения, но и передается в офис заказчика для возможности оперативного принятия решения.

ВК: Как должна скорректироваться рыночная стратегия нефтесервисных компаний? Ваш прогноз на ближайший период.

С.С.: В настоящее время прогнозированием занимаются экспертные центры, но тем не менее при текущей ситуации на рынке нефти, стоимости добычи и факторе пандемии, когда все эти процессы взаимосвязаны, на мой взгляд, прогнозирование будет носить весьма относительный характер. ☉

a better position. Since the reduction in production is achieved not only by a reduction in the number of drilling rigs, but also by the existing well stock (the so-called geological and technical measures fund), each vertically integrated oil company has revised its costs for this type of service in terms of profit. Then everything developed according to the "snowball" scenario, i.e. there was a reduction in the corresponding volumes of service provided by the contractors of each vertically integrated oil company.

CTT: What technologies remain in trend?

S.S.: First of all, the technologies that you simply cannot do without, i.e. the continuation of work on wells with multistage hydraulic fracturing, the continuation of work with coiled tubing. Coiled tubing is perhaps one of the few industries that has experienced the greatest reduction in work due to the revision of technological interchangeability with workover services where they can be replaced or completely eliminated.

CTT: How have service companies changed their approach to purchasing equipment?

S.S.: The approaches of service companies to the procurement of equipment in the current situation, in my opinion, of course, have changed, and switched to the supply mode when absolutely necessary. We actively cooperate with service companies in order to provide everything necessary to complete the production process in advance and in compliance with the lead times.

CTT: What role is digitalization expected to play in the development of oilfield services?

S.S.: Digitalization is intended to solve one of the important tasks in the development of oilfield services. It is not only about facilitating human labor in production, but also about improving the quality of the information received and the formation of a digital data bank to speed up many processes. So, for example, today it is possible not only to control the drilling process, but also to receive information from the field when working with hydraulic fracturing, coiled tubing. Modules have been prepared that allow not only online monitoring of the applied technologies, equipment operation, but also control of the CT process with well logging, when information is not limited to the field, but is also transmitted to the Customer's office for the possibility of prompt decision-making.

CTT: How should the market strategy of oilfield service companies be adjusted? Your forecast for the near future.

S.S.: Currently, expert centers are engaged in forecasting, but, nevertheless, given the current situation on the oil market, the cost of production and the factor of the pandemic, when all these processes are interconnected, in my opinion, forecasting will be very relative. ☉

Чистая жидкость: применение синтетического гелеобразователя WP-SG для повышения эффективности операций ГРП

Pure Fluid: Application of Synthetic Gelling Agent WP-SG to Increase the Efficiency of Fracturing Operations

М.К. Зенков, И.Р. Тимкин, К.М. Полякова, М.А. Куколкина, Л.Д. Макашева
M. Zenkov, I. Timkin, K. Polyakova, M. Kukolkina, L. Makasheva

Синтетический геллант, реализация которого осуществляется компанией ООО «ВеллПроп», изготавливается на основе полиакриламида WP-SG. Продукт представляет собой сополимер на основе амида акриловой кислоты и его производных (катионных, анионных и неионогенных типов полимеров).

В данной статье представлены данные лабораторных исследований, опыт реализации синтетического гелеобразователя и описаны преимущества применения гелеобразования при проведении операций по гидроразрыву.

Synthetic gelling agent provided by WellProp LLC is produced on the base of WP-SG polyacrylamide. The product is a copolymer based on acrylic acid amide and its derivatives (cationic, anionic and non-ionic types of polymers).

This article presents laboratory research data, experience in the implementation of a synthetic gel-forming agent, and describes the advantages of using gel-forming in hydraulic fracturing operations.

Лабораторные исследования

В лаборатории компании ООО «ВеллПроп» проведено множество тестов с применением осцилляционного вискозиметра. По результатам произведенных испытаний разработаны рекомендации по оптимальной загрузке гелланта в целях сохранения необходимых вязкоупругих характеристик жидкости на протяжении всего периода проведения работ.

Стоит отметить, что наиболее информативные данные о свойствах гуаровых систем можно получить посредством проведения исследований на ротационном вискозиметре с необходимыми дополнительными динамо-механическими анализами свойств полимерных жидкостей. Данные испытания позволяют получить подробные данные о вязкоупругих свойствах образца исследуемого материала (упругая и вязкая составляющие жидкости, диапазон величины вязкоупругости), а также о характере его поведения в условиях, приближенных к пластовым.

Опыт реализации

С использованием синтетического гелеобразователя WP-SG проведено более трех десятков операций ГРП на территории месторождений крупнейших добывающих компаний страны.

Максимальная масса проппанта, размещенного за операцию по гидроразрыву пласта, составила 90 т, с максимальной концентрацией 1000 кг/м³. Было достигнуто 6 стадий при многостадийном гидроразрыве пласта. В большинстве случаев после проведения ГРП величина дебита нефти была выше прогнозируемого.

Высокая остаточная проводимость проппантной пачки по сравнению с гуаровыми системами («чистая жидкость»). Высокая проводимость синтетического гелеобразователя WP-SG обеспечивает значительно больший приток флюида, а низкая вязкость жидкости позволяет охватить большую площадь залежи.

Laboratory tests

A number of tests using an oscillation viscometer was carried out in WellProp LLC laboratory. Results of these tests provided recommendations for optimum volume of gelling agent to ensure the required viscoelastic characteristics of the fluid throughout the entire operation.

It should be noticed that the most informative data about the properties of polyacrylamide-based fluids can be obtained by researching on a rotary

viscometer with an additional dynamo-mechanical analysis of polymer fluids. This makes it possible to obtain detailed data on the viscoelastic properties of the sample under study (elastic and viscous characteristics of the fluid, as well as the width of the viscoelastic range) and the nature of its behavior under realistic conditions.

Field application

More than 30 hydraulic fracturing operations have been performed using WellProp synthetic gelling agent in the fields developed by the largest operators in Russia.

The maximum mass of proppant injected in one operation was 90 tons. The maximum concentration – 1000 kg/m³, the maximum number of stages – 6. In most cases after hydraulic fracturing the increase in oil flow rate was higher than predicted.

Преимущества применения

- Высокая остаточная проводимость проппантной пачки по сравнению с гуаровыми системами («чистая жидкость»).
- Низкая чувствительность гелеобразователя к составу используемой воды: подобраны рабочие рецептуры применения синтетического гелланта для технологической воды, отобранной на месторождениях, в том числе Западной Сибири.
- Низкая вязкость жидкости разрыва на основе полиакриламида позволяет получить большие по сравнению с гуаровыми системами значения эффективной полудлины трещины.
- Обеспечение значительного снижения потерь давления на трение (в среднем на 100 атм).
- Возможность проведения ГРП без нагрева воды позволяет значительно снизить затраты при подготовке материала к закачке.

Полиакриламид может выступать и в роли стабилизатора глин. В силу высокой смачиваемости глинистого материала использование катионных и анионных сополимеров полиакриламида в качестве ингибитора набухания глин становится актуальным. В некоторых случаях по согласованию с заказчиком проводилась успешная закачка проппанто-гелевого материала и без использования стабилизатора глин. Теоретические выводы подтверждены опытом проведения работ компанией ООО «ВеллПроп».

Заключение

Отмечено снижение числа факторов риска при проведении ГРП, а также минимизация расходов на подготовительные работы по проведению операций.

Основным преимуществом использования синтетического гелеобразователя WP-SG является ее высокая проводимость, что обеспечивает значительно больший приток флюида, а низкая вязкость жидкости позволяет охватить большую площадь залежи.

Совокупность этих факторов позволяет сделать вывод о высокой технологической и экономической результативности использования синтетического гелланта на основе полиакриламида WP-SG. Исследование свойств геля на основе полиакриламида продолжается, ведется работа по формализации тестирования жидкости разрыва пласта. ☉



Advantages

- High residual conductivity of the proppant batch as compared to guar fluids (“pure fluid”).
- Very low sensitivity to the composition of the water used: WellProp team selected working compositions of synthetic gelling agent for cenomanian and tank water from different fields including Western Siberia.
- Low viscosity of the polyacrylamide-based fracture fluid allows for larger effective fracture half-lengths as compared to guar fluids.
- Reduction of friction losses by an average of 100 atm during operation with WP-SG synthetic gelling agent.
- Ability to carry out fracturing with no need to heat the water allows to significantly reduce costs at the preparation stage.

Polyacrylamide can also be used as a clay stabilizer. Due to the high wettability of the clay material, the use of the cationic and anionic polyacrylamide copolymers such as a clay swelling inhibitor becomes relevant. In some cases, injection was successfully carried out without clay stabilizer upon agreement with the customer. Theoretical conclusions are confirmed by the field testing performed by WellProp LLC.

Conclusion

As we observed, the number of the risk factors during hydraulic fracturing has significantly decreased, as well as the expenses for carrying out the operations.

The main advantage of using the WP-SG synthetic gelling agent is its high conductivity, which provides a significantly higher fluid flow, and the low fluid viscosity allows it to cover a large area of the reservoir.

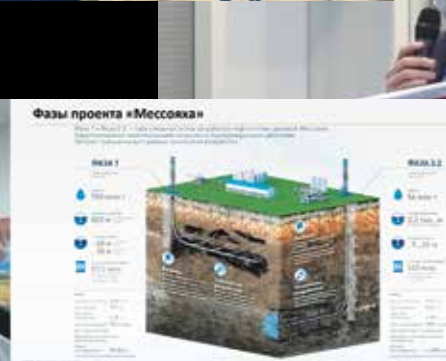
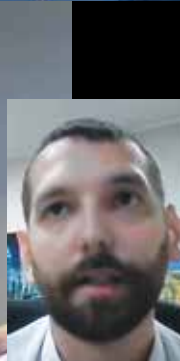
The combination of these factors allows us to conclude that the use of synthetic gellant based on WP-SG polyacrylamide is high in terms of technological and economic efficiency. Investigation of the properties of polyacrylamide-based gel is ongoing, work is underway to formalize the testing of the fracturing fluid. ☉

ООО «ВеллПроп» / WellProp LLC
<http://wellp.ru>
Ilshat.Timkin@wellpropp.com

VS Cutting Procedures

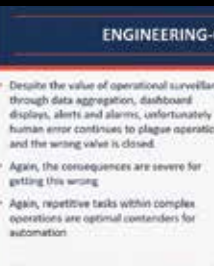
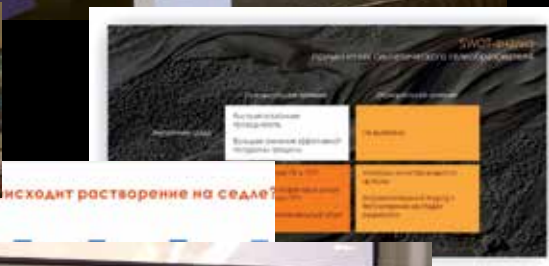


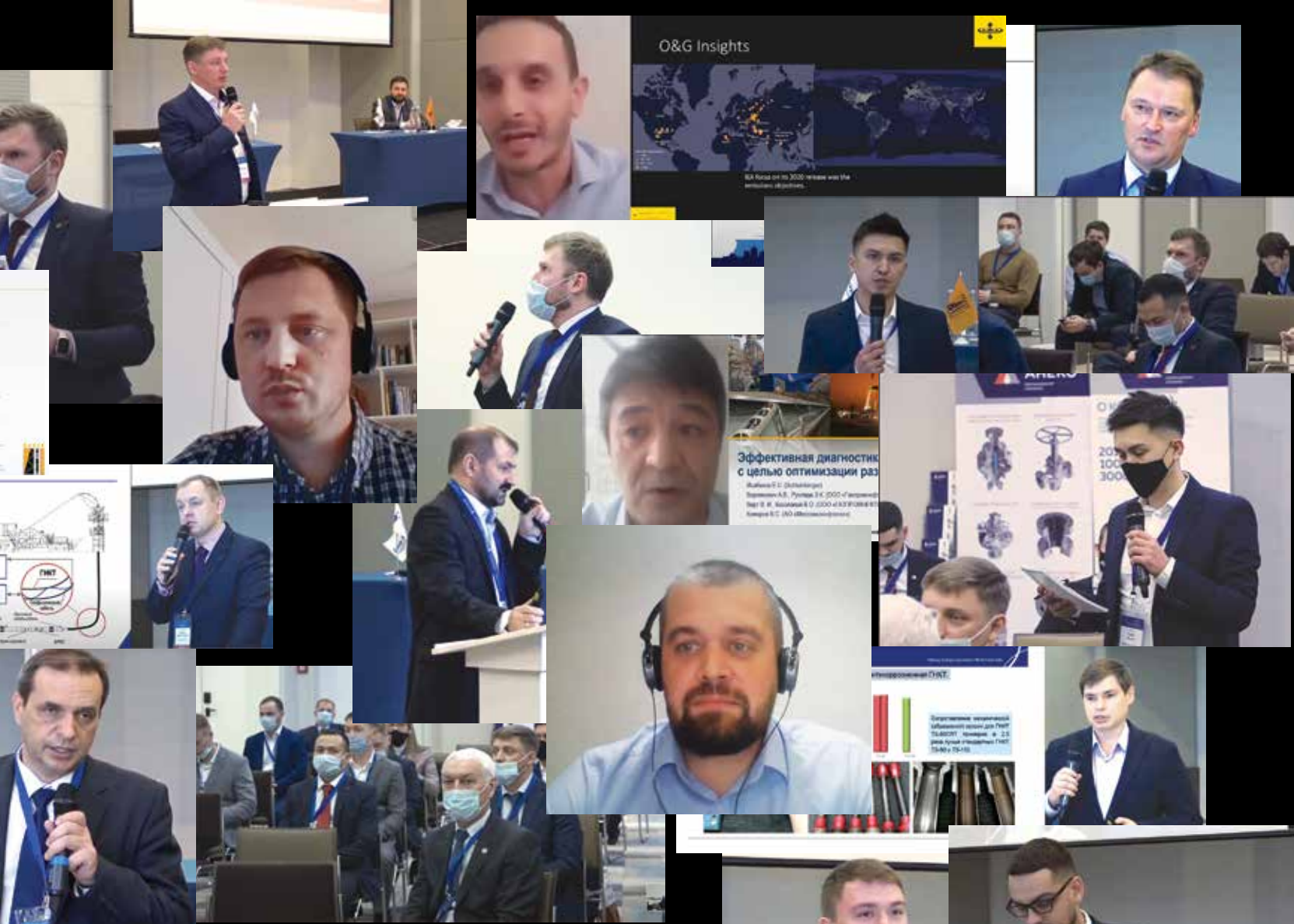
- Securing CT with lifting belts before cutting
- Installing hydraulic cutter on VS
- Pressurizing hydraulic cutter with hydraulic hand pump
- Cutting VS



СОБЫТИЕ

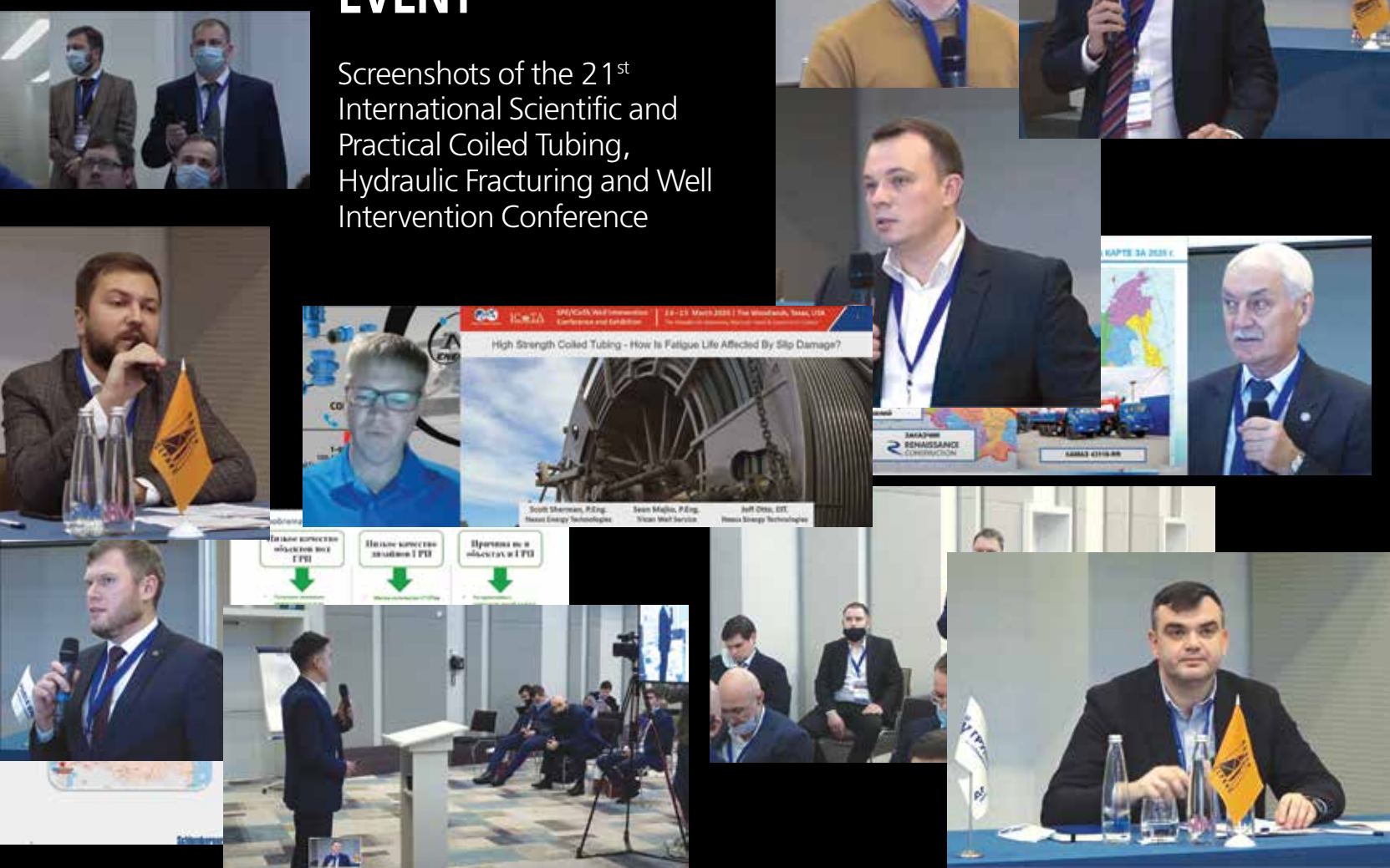
Стоп-кадры 21-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы»





EVENT

Screenshots of the 21st International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference



Coiled/tubing ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА ВРЕМЯ ГРП *times*

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



КОЛТЮБИНГ –
это инструмент,
преображающий все
внутрискважинные работы

www.cttimes.org



Российское отделение Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам

Russian Chapter of the Intervention and Coiled Tubing Association



ICOTA
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**



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

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

ЗАЯВЛЕНИЕ

Прошу принять меня в члены ICoTA-Россия

Фамилия _____ Написание по-английски _____

Имя _____ Написание по-английски _____

Отчество _____

Организация/компания/структура _____

Должность _____

Адрес электронной почты _____

Телефон служебный _____ Факс _____

Телефон мобильный _____

Почтовый адрес для связи _____

Дата _____

Подпись _____

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



**Медиаплан распространения журнала
«Время колтюбинга. Время ГРП»
на отраслевых мероприятиях в 2021 году
БК № 1/75, март-2021**

Мероприятие	Дата проведения	Страна, город
Конференция «НЕФТЕГАЗСНАБ»	18.03.2021	Россия, Москва
Межрегиональная специализированная выставка «Газ. Нефть. Новые технологии – Крайнему Северу»	18-19.03.2021	Россия, Новый Уренгой
CIPPE-2021. China International Petroleum & Petrochemical Expo	30.03.2021-1.04.2021	Россия, Набережные Челны
Северо-Каспийская региональная выставка ATYRAU OIL& GAS – 2021	7-9.04.2021	Казахстан, Атырау
НЕФТЕГАЗ-2021. 20-я юбилейная международная выставка «Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса»	26-29.04.2021	Россия, Москва
Национальный нефтегазовый форум	26-29.04.2021	Россия, Москва
Российский нефтегазовый ИТ-саммит «Интеллектуальное месторождение»	апрель	Россия, Москва

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.

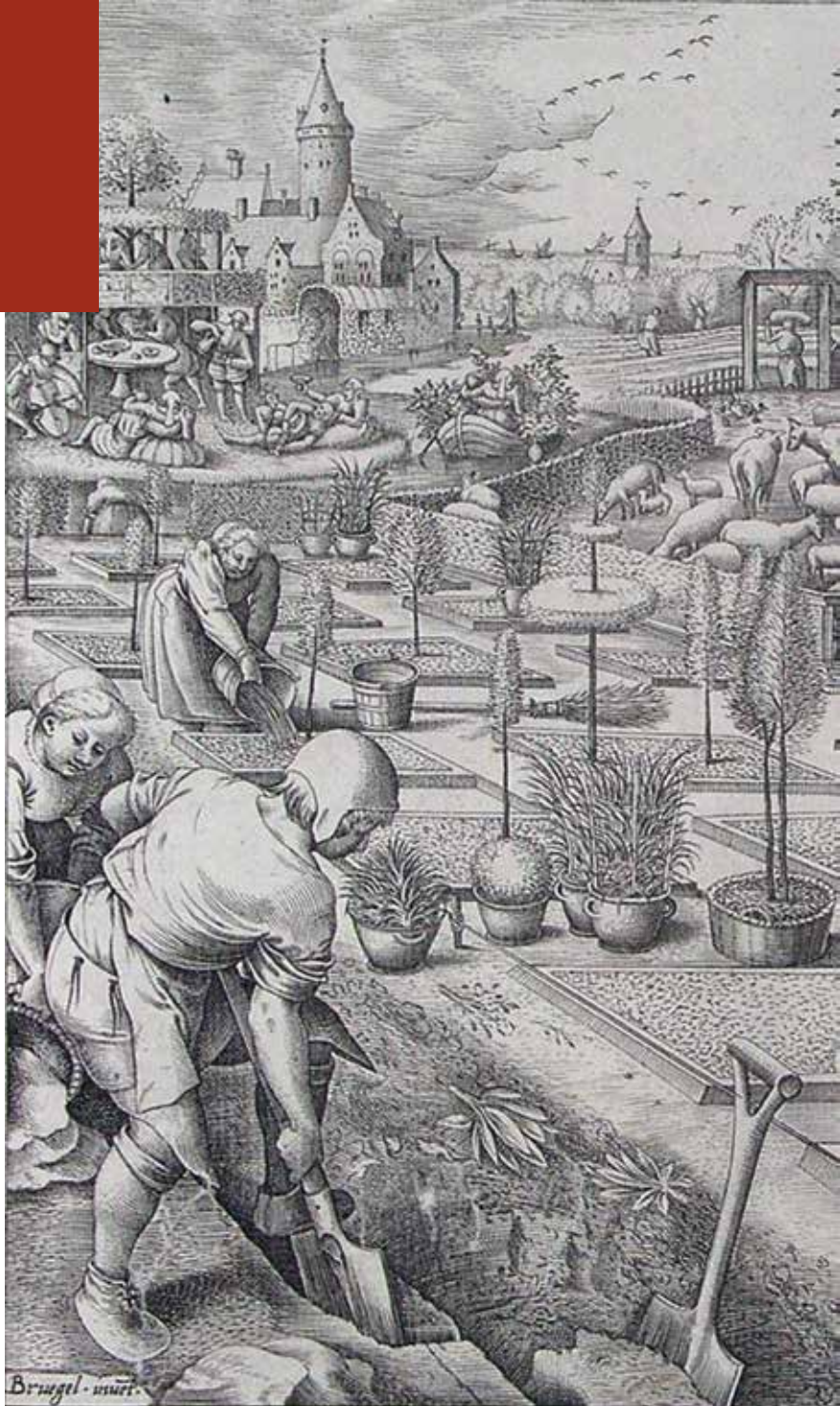
Минимальная стоимость годовой подписки
(3 экз. х 4 вып.): 13 200 руб.
(включая НДС 10%) + стоимость доставки.

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\$.



Фрагмент гравюры Питера Брейгеля Старшего «Весна»
Fragment of the Engraving by Pieter Bruegel the Elder "Spring"

Почетный редактор – **Рон Кларк** (rc@cttimes.org);
главный редактор – **Галина Булыка** (halina.bulyka@cttimes.org);
директор по стратегическому развитию проекта «Время колтюбинга» –
Артем Грибов (artem.gribov@cttimes.org);
научный редактор – **Антон Федоренко**, канд. физ.-мат. наук;
Переводчики – **Сергей Масленицин**, **Христина Булыко**,
Григорий Фомичев, **Светлана Лысенко**;
ответственный секретарь – **Наталья Михеева**;
маркетинг и реклама – **Марина Куликовская** (advert@cttimes.org);
дизайн и компьютерная верстка – **Людмила Гончарова**;
подписка и рассылка – cttimes@cttimes.org.

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

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

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

Редакция не всегда разделяет мнение авторов статей.

Honorary editor – **Ron Clarke** (rc@cttimes.org);
Editor-in-chief – **Halina Bulyka** (halina.bulyka@cttimes.org);
Director of Strategic Development "Coiled Tubing Times" –
Artem Gribov (artem.gribov@cttimes.org);
Scientific editor – **Anton Fedorenko**, Doctor of Phys.-Math.;
Translators – **Sergey Maslenitsin**, **Christina Bulyko**, **Gregory
Fomichev**, **Svetlana Lysenko**; Executive editor – **Natallia Mikheyeva**;
Marketing and advertising – **Marina Kulikovskaya** (advert@cttimes.org);
Design & computer making up – **Ludmila Goncharova**;
Subscription & distribution – cttimes@cttimes.org.

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

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

The Journal offers a cooperation to advertisers and persons concerned.



ПРОИЗВОДСТВО ЖИДКОГО АЗОТА НА МЕСТОРОЖДЕНИИ

Мобильные воздухоразделительные установки

ПРЕИМУЩЕСТВА ON-SITE:

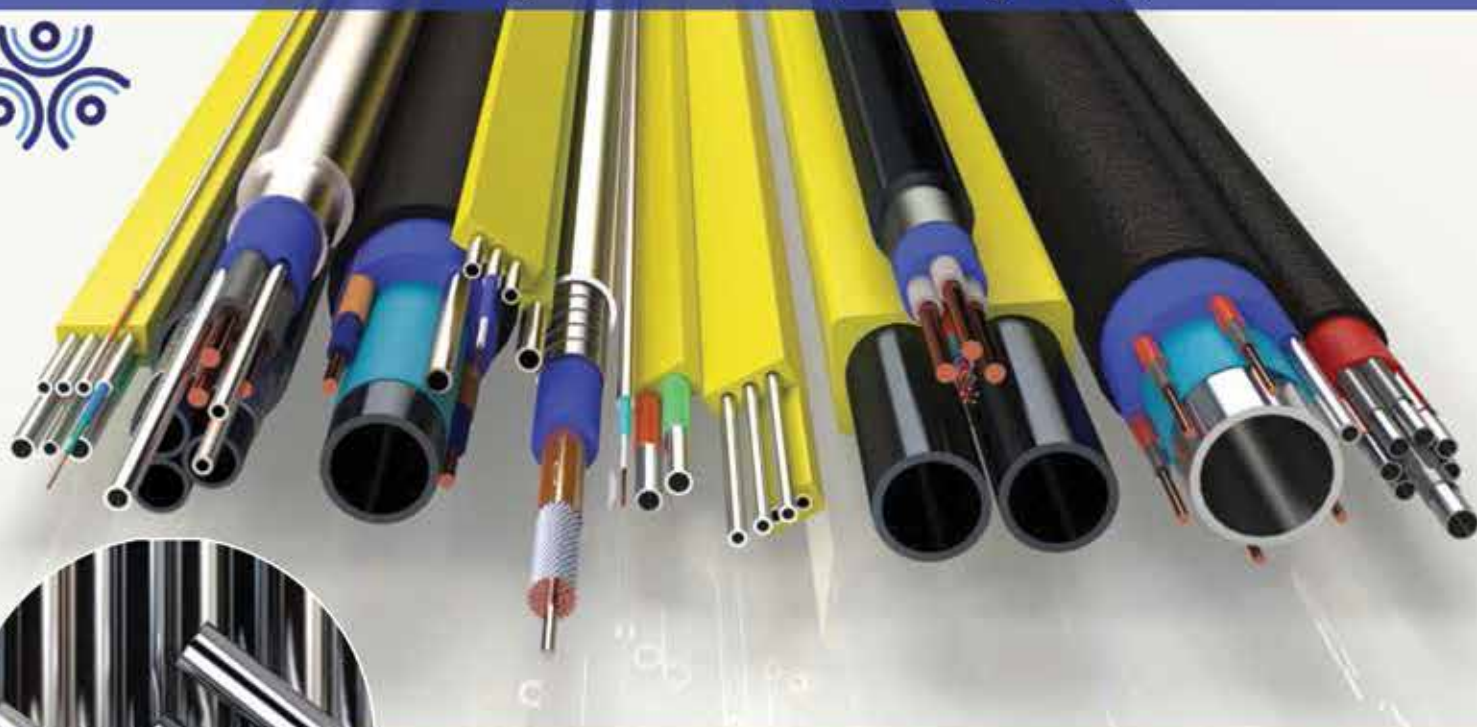
- ✓ заказчик оплачивает только стоимость газа;
- ✓ заказчик не несет капитальные затраты, связанные со строительством установки;
- ✓ конструкция состоит из модульных блоков, которые в любой момент возможно транспортировать и эксплуатировать на другом объекте;
- ✓ блоки адаптированы к перевозке в габаритах автотранспорта и не требуют специальных разрешений;
- ✓ отсутствует необходимость доставки газа в баллонах или цистернах, т. к. установка размещается на территории заказчика;
- ✓ эксплуатацию установки осуществляют высококвалифицированные специалисты нашей компании и все риски по работоспособности установки берут на себя.

8(343)318-21-71



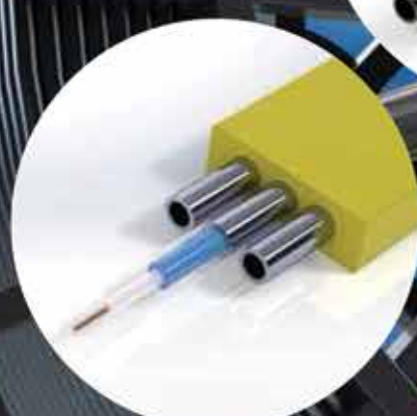
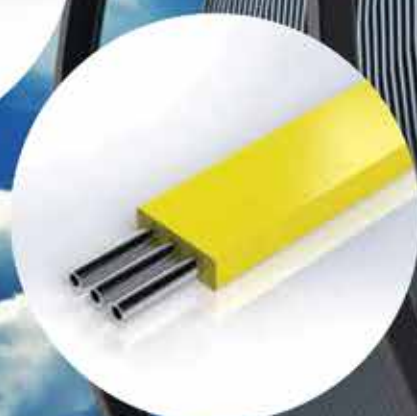
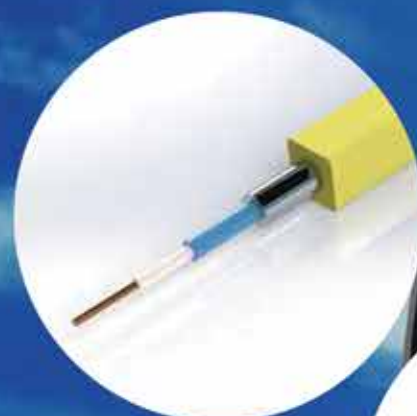
www.comgas.ru





Надежный поставщик инновационных
интеллектуальных систем на основе
ГНКТ и капиллярных трубок
с использованием
геофизических, силовых
кабелей и других компонентов

Генеральный директор
Shinda Tubing Solutions
Егоров Павел Леонидович
info@shinda-ts.ru
pavel.l.egorov@mail.ru
+7 916 200 3553
www.shinda-ts.ru



Мировой лидер
в производстве
ингибиторов
коррозии
для ГНКТ



NEPTUNE

PROTEUS

CORROSION INHIBITOR TECHNOLOGY
FOR COILED TUBING OPERATIONS

WWW.NEPTUNECHEMCORP.COM



**Колтюбинговое, азотное
и насосное оборудование**
Coiled tubing, nitrogen and
pumping equipment

Оборудование для ГРП
Fracturing equipment

Республика Беларусь, 220033, г. Минск, ул.
Рыбалко, 26, к. 17/432

Тел.: +375 (17) 298 24 17, факс: +375 (17) 368 30 26

26 Rybalko Str., Minsk, Belarus, 220033
Tel: +375 (17) 298 24 17, Fax: +375 (17) 368 30 26

