

# Coiled/tubing times

ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА  
ВРЕМЯ ГРП

издается с 2002 года / has been published since 2002

2 (068), Июнь/June 2019

НЕФТЬ: ЦЕНЫ И ТРЕНДЫ

OIL: PRICES AND TRENDS

ВВЕДЕНИЕ В ПОНЯТИЕ ЦЕЛОСТНОСТИ СКВАЖИН

UNDERSTANDING THE FUNDAMENTALS OF WELL INTEGRITY

ТЕЗИСЫ КОНФЕРЕНЦИИ ПО КОЛТЮБИНГОВЫМ ТЕХНОЛОГИЯМ И ВНУТРИСКВАЖИННЫМ РАБОТАМ SPE/ICOTA 2019

SPE/ICOTA COILED TUBING & WELL INTERVENTION CONFERENCE 2019 ABSTRACTS

ГЛАВНАЯ СИЛА КОМПАНИИ QUALITY TUBING В ТОМ, ЧТО ОНА ЯВЛЯЕТСЯ ЧАСТЬЮ NOV

THE MAIN STRENGTH OF QUALITY TUBING IS JUST BEING A PART OF NOV

«АЗОТНЫЙ ЗАВОД» – КРУПНЕЙШИЙ ПРОИЗВОДИТЕЛЬ КРИОГЕННОЙ ПРОДУКЦИИ В КАЗАХСТАНЕ

"NITROGEN PLANT" IS THE LARGEST KAZAKHSTAN PRODUCERS OF CRYOGENIC PRODUCTS

68



# СКР СКОРПИОН



Наша платформа позволяет не просто решить типичные задачи СКР ГНКТ, но и открывает **новый виток развития** применения ПО подобного класса.



## Преимущества использования:

- Web-портал для удаленного доступа к данным;
- Система виджетов;
- Фото-регистрация с заданной дискретностью;
- Использование каналов Lora во флоте;
- Система контроля и отсечки инжектора;
- Система учета перегибов трубы в реальном времени;
- Хранение и отображение данных о выполненных ранее работах;
- Техническая поддержка и обслуживание 24/7.

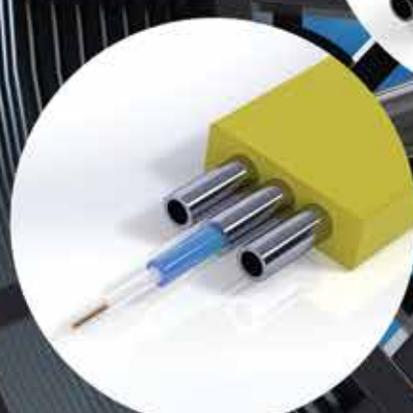
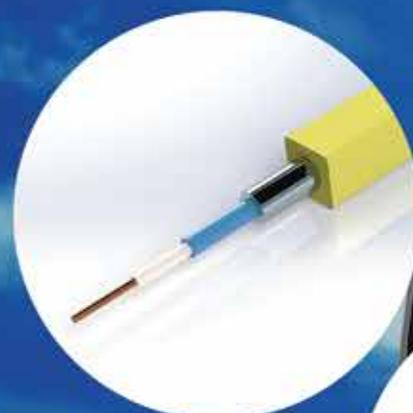


office@stak63.com  
www.stak63.com  
+7(8482) 378-340  
445011, Самарская область,  
г. Тольятти, ул. Горького, д.3



Надежный поставщик инновационных интеллектуальных систем на основе ГНКТ и капиллярных трубок с использованием геофизических, силовых кабелей и других компонентов

Официальный представитель  
компании:  
Д.т.н Егоров Павел Леонидович  
+7916 2003553  
Pavel.L.Egorov@mail.ru  
[www.shindaeurasia.com](http://www.shindaeurasia.com)





# Винтовые Забойные двигатели ТОП ТУЛЗ

для работы в самых сложных скважинных условиях



## Роторы:

### Chrome

для стандартных условий

### Carbide Cr

повышенная износостойкость в осложненных условиях

### Carbide W

стойкость к кислотам, тяжелым солям, нефти и азоту

## Эластомеры:

### NBR-STD

высокая производительность в любых условиях | до 140 °C

### NBR-HP

увеличенная производительность и износостойкость в экстремальных условиях работы | до 160 °C

ТОП ТУЛЗ ГмбХ  
ул. Альтер Флугплац 42  
49377, г. Фехта, Германия

Тел.: +49 (0) 4441 / 9378 098  
Факс: +49 (0) 4441 / 9378 097

Сайт: [www.toptools.pro](http://www.toptools.pro)

ООО «ТОП ТУЛЗ РУС»  
Ул. Базовая 5  
628405, г.Сургут, Россия

Тел.: +7 (982) 417-00-24  
+7 (910) 933-40-95  
+7 (916) 090-43-94

E-Mail: [info@toptools.pro](mailto:info@toptools.pro)

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

**The 20<sup>th</sup> International Scientific and Practical Coiled Tubing,  
Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference**

При поддержке Министерства энергетики РФ



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

**14–15 ноября 2019 года,  
Россия, Москва, гостиница «Новотель»  
(Пресненская наб., 2, ст. м. «Деловой центр»,  
«Выставочная»)**

**November 14–15, 2019,  
Russia, Moscow, Novotel Moscow City Hotel  
(Presnenskaya emb. 2, "Delovoy Tsentr"/  
"Vystavochnaya" metro station)**

**Тематика:**

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

**Conference topics:**

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

**КОНТАКТЫ / CONTACTS:**

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



**ПРЕДСЕДАТЕЛЬ РЕДАКЦИОННОГО СОВЕТА**

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

**РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ**

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

**Р. Кларк**, почетный редактор журнала;

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

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

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

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

**М.А. Силин**, д.х.н., первый проректор по стратегическому развитию НИУ 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);

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

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

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

**ИЗДАТЕЛЬ**

ООО «Время кольтюбинга»

**ЖУРНАЛ ПОДГОТОВЛЕН К ВЫПУСКУ**

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

**АДРЕС РЕДАКЦИИ**

119017 г. Москва, Пыжевский пер., д. 5, стр. 1, офис 224, Тел.: +7 499 788 91 24, тел./факс: +7 499 788 91 19.

www.cttimes.org, e-mail: cttimes@cttimes.org

Тираж: 6000 экз. Первый завод: 1000 экз.

Журнал зарегистрирован Федеральным агентством по печати и массовым коммуникациям РФ.

Регистрационный номер ПИ № ФС 77-55830 от 30.10.2013.

**PRESIDENT OF EDITORIAL BOARD**

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

**EDITORIAL BOARD**

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

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

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

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

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

**R. Clarke**, Honorary Editor;

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

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

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

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

**A. Ovsiankin**, Managing Director, Packer Service LLC;

**M. Silin**, Doctor of Chemistry, First Vice-Rector for Strategic Development, National Research University 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);

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

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

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

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

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

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

**PUBLISHER**

Coiled Tubing Times, LLC

**JOURNAL HAS BEEN PREPARED FOR PUBLICATION**

by Editorial Board of Coiled Tubing Times Journal.

The Journal has an exclusive right to present materials of the Russian Chapter of ICoTA-Russia

**ADDRESS OF EDITORIAL OFFICE**

5/1, Pyzhevski Lane, office 224, Moscow 119017, Russia.

Phone: +7 499 788 91 24, Fax: +7 499 788 91 19.

www.cttimes.org, e-mail: cttimes@cttimes.org

Edition: 6000 copies. The first party: 1000 copies.

The Journal is registered by the Federal Agency of Press and Mass Communication of Russian Federation.

Registration number ПИ № ФС 77-55830 dated 30.10.2013.

## СЛОВО РЕДАКТОРА

Мы открываем летний номер традиционно – анонсом ежегодной Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы». Однако предстоящая конференция – особенная. Юбилейная! Она соберется в двадцатый раз – солидный возраст для мероприятия, особенно в эпоху перемен. На протяжении двух десятилетий наш открытый клуб возвращает и пестует приверженцев высоких технологий нефтегазового сервиса. Даже не верится, что мы сделали это! Жду вас, дорогие друзья, в Москве 14–15 ноября 2019 года.



Не сомневаюсь, что на 20-й конференции будут презентованы новейшие технологические достижения российских коллег. А в нынешнем выпуске редакция разместила первую часть обширной подборки тезисов конференции по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам SPE/ICoTA 2019, которая состоялась в марте в Вудлендсе (США, Техас). В публикации содержится информация о новейших решениях для внутрискважинных работ, сборе и анализе данных при проведении внутрискважинных работ, создании и эксплуатации гибких труб, передовых разработках оборудования, инструментов, реагентов и материалов для внутрискважинных работ, спуске инструментов на кабеле, повышении операционной эффективности, безопасности работ и уровня контроля за скважиной... Ух, всего и не перечислишь! Подборка очень насыщенная и, на мой взгляд, окажется весьма полезной для читательской аудитории нашего журнала.

Также обращаю ваше внимание на статью «Введение в понятие целостности скважин», автор которой Годвин Чидибере Нвафор снова радует нас качественной информацией по вопросу, который недостаточно обсуждается в России и СНГ. Речь идет о целостности скважины, а это, по мнению автора, такие условия, которые обеспечивают эффективную эксплуатацию скважины с двумя барьерами безопасности. Любое отклонение от этого состояния является малым или серьезным нарушением целостности скважины. Годвин дает конкретные рекомендации по обеспечению целостности скважины и подробно характеризует барьеры безопасности. Такая подробная информация о целостности скважины на русском языке публикуется впервые.

Коллеги, в основу нашей с вами деятельности положены два дара планеты и Бога – нефть и газ. Стремительно меняющееся в процессе четвертой промышленной революции время выдвигает все новые правила игры, рождает сложно предсказуемые тренды. Аналитическая группа журнала «Время колтюбинга. Время ГРП» попыталась собрать для вас информацию о ближайшем будущем рынков нефти и газа, в частности, СПГ. Прогнозы оптимистичны: до 2040 года доля СПГ в физических объемах мировой торговли газом возрастет до 60%, а также в течение следующих 15 лет ожидается прирост глобального спроса на нефть на 10 млн баррелей в сутки.

Эра углеводородов и не думает завершаться, так что нам с вами еще работать и работать!

*Рон Кларк*

## EDITORIAL

As tradition demands, we open our summer issue by announcing the annual International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference. The forthcoming conference, however, stands apart. It is its anniversary year! It will be held for the twentieth time, a respectable age for an event, especially in our ever-changing life. Over a period of two decades our open-door club has nurtured and supported those adhering to high technologies in oil and gas service. It sounds too good to be true, but we have done it! I am looking forward to seeing you, my dear friends, in Moscow on 14–15 November 2019.

I have no doubts that the 20th Conference will present to us the most advanced Russian technologies. Meanwhile, this issue contains the first part of the comprehensive selection of abstracts from the SPE/ICoTA Coiled Tubing & Well Intervention Conference held in March 2019 in The Woodlands, Texas, USA. You will find here information on the cutting-edge solutions for well intervention, data collection and analysis during well intervention, coiled tubing production and operation, ground-breaking achievements in the development of equipment, tools, chemicals and materials for well intervention, wireline tool running, improvement of operating performance, occupational safety and well control level... Well, it would be impossible to mention everything! I believe this in-depth selection to be of much use for our readers.

I should also recommend you the article by Godwin Chidiebere Nwafor *Understanding the Fundamentals of Well Integrity*, where the author gives us another quality insight into the issue which is not given enough consideration in Russia and the CIS. I mean well integrity which the author views as conditions ensuring efficient well operation with two well barriers. Any deviation from this approach represents a minor or serious damage to well integrity. Godwin gives specific guidelines for the provision of well integrity and describes in detail well barriers. It is for the first time that such comprehensive information on well integrity has been published in Russian.

My dear colleagues, our activities are based on oil and gas, the two gifts given two us by our planet and God. The fast-paced environment generated by the fourth industrial revolution keeps establishing new rules of the game and gives rise to the trends which are hard to predict. The analytical team of the *Coiled Tubing Times* has attempted to make available to you the information on the near future of oil and gas markets, including LNG market. The forecasts sound optimistic: by 2040, the share of LNG in the actual volume of the global gas sales will increase to 60 per cent, with the global demand for oil rising in 15 years by 10 mln barrels per day.

The age of hydrocarbons is far from being over, so we have lots of work ahead!

*Ron Clarke*

## ПЕРСПЕКТИВЫ

**6** Навстречу 20-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы»

**8** Аналитическая группа журнала «Время колтюбинга. Время ГРП»  
Нефть: цены и тренды

## ТЕХНОЛОГИИ

**14** Годвин Чидибере Нвафор  
Введение в понятие целостности скважин

**24** Тезисы Конференции по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам SPE/ICoTA 2019 (часть 1)

**24** Секция 1. Решения для внутрискважинных работ

**28** Секция 2. Сбор и анализ данных при проведении внутрискважинных работ

**34** Секция 3. Разработка и эксплуатация гибких труб, решение технических проблем

**41** Секция 4. Передовые разработки оборудования, инструментов, реагентов и материалов для внутрискважинных работ

**47** Секция 7. Обмен знаниями на стендах III

**52** Секция 8. Обмен знаниями на стендах IV

**52** Секция 9. Спуск инструментов на кабеле. Разработки, области применения, технические решения

**60** Секция 10. Повышение операционной эффективности, безопасности работ и уровня контроля за скважиной

## ПРАКТИКА

**70** Главное – это консенсус недропользователей и подрядчиков (Беседа с **Е.А. Альмухаметовым**, генеральным директором ТОО «Азотный завод»)

## ОБОРУДОВАНИЕ

**78** Главная сила компании Quality Tubing в том, что она является частью NOV (Беседа с **Шоном Бруксом**, директором по продажам и сервису, NOV Quality Tubing)

## ВЕКТОР РАЗВИТИЯ

**82** Аналитическая группа журнала «Время колтюбинга. Время ГРП»  
Рынок СПГ демонстрирует уверенный рост

## КОНФЕРЕНЦИИ И ВЫСТАВКИ

**90** Итоги «Атырау Нефть и Газ – 2019» и AtyrauBuild-2019: бизнес-площадка выработки консолидированной позиции в отраслях

**92** Итоги международной выставки «Нефтегаз-2019»

**96** XXV научно-практическая конференция «Новая геофизическая техника и технологии для нефтегазовых компаний»



## PROSPECTS

**6** Towards the 20<sup>th</sup> International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference

**8** **Analytical Group of the Coiled Tubing Times**  
Oil: Prices and Trends

## TECHNOLOGIES

**14** **Godwin Chidiebere Nwafor**  
Understanding the Fundamentals of Well Integrity

**24** SPE/ICoTA Coiled Tubing & Well Intervention Conference 2019 Abstracts (Part 1)

**24** *Session 1.* Intervention Solutions

**28** *Session 2.* Data Enhanced Interventions and Diagnostics

**34** *Session 3.* Coiled Tubing and Pipe Development, Applications and Solutions

**41** *Session 4.* Latest Developments in Equipments, Tools, Fluid and Materials for Interventions

**47** *Session 7.* Knowledge Sharing ePosters III

**52** *Session 8.* Knowledge Sharing ePosters IV

**53** *Session 9.* Wireline Developments, Applications and Solutions

**60** *Session 10.* Improving Operational Efficiency, HSE and Well Control

## PRACTICE

**70** The Consensus Between Operators and Contractors is the Key  
(Interview with **Erbolat Almukhametov**, General Director of a limited liability partnership "Nitrogen Plant")

## EQUIPMENT

**78** The Main Strength of Quality Tubing Is Just Being a Part of NOV  
(Interview with **Shawn Brooks**, Director – Sales and Service, NOV Quality Tubing)

## DEVELOPMENT VECTOR

**82** **Analytical Group of the Coiled Tubing Times**  
LNG Market Shows Strong Growth



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

### The 20<sup>th</sup> International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference

При поддержке Министерства энергетики РФ



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

**Конференция состоится 14–15 ноября 2019 года  
в Москве.**

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

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

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

**Структура мероприятия:** 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.)

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

**14–15 ноября. Выставка.** Будут представлены продукция и/или технологии компаний-участниц.

**The conference will be held  
on November 14–15, 2019 in Moscow.**

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

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

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

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

Topics of the sessions:

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

**November 14. Welcome Reception.**

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

**November 14–15. Exhibition.** Products and/or technologies of the participating companies will be presented there.

Working languages are either Russian or English.

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

### The 20<sup>th</sup> International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference

При поддержке Министерства энергетики РФ



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

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

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

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

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

На 20-й конференции будут предоставлены все условия для продуктивного как формального, так и неформального кулуарного общения специалистов в процессе кофе-брейков, фуршета и торжественного приема. Вы сможете обсудить актуальные проблемы с коллегами из ведущих компаний, побеседовать с англоязычными участниками конференции с помощью квалифицированных переводчиков.

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

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

Информация о спонсорских возможностях высылается по запросу.

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

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

Simultaneous interpretation will be provided.

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

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

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

At the 20<sup>th</sup> conference you will have a possibility to communicate with colleagues both in formal and informal surroundings (during coffee breaks, standing buffet or evening party). You will be able to discuss timely topics and problems with the specialists of the presented leading oil and gas companies. Our interpreters are always ready to help with linguistic barrier breaking.

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

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

Information about Sponsorship Packages is available upon request.

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

We look forward to meeting you!  
*Organizing Committee*

Тенденции на мировом рынке углеводородов в последнее время значительно изменились. Несмотря на то что потребление нефти и спрос на нее растут, в глобальном топливно-энергетическом балансе все большей становится доля возобновляемых источников энергии.

Происходит географическое перераспределение добычи и предложения нефти. Если раньше на долю Организации стран – экспортеров нефти (ОПЕК) приходилось 30–33% (треть!) мировой добычи нефти и наблюдалась тенденция к увеличению этой доли, то с недавнего времени эта доля не только стабилизировалась, но и стала демонстрировать тенденцию к снижению по причине того, что некоторые страны, прежде всего США, существенно наращивают добычу, сокращая тем самым рыночный вклад в глобальный энергетический баланс традиционных производителей черного золота.

В условиях волатильной природы сырьевых рынков ощутимо меняется воздействие стран ОПЕК, как и стран, в эту организацию не входящих, на формирование рыночных цен на нефть. Если раньше кооперация ОПЕК с другими странами была лишь формальной, то в последнее десятилетие страны ОПЕК в кооперации с Россией стали оказывать существенное влияние на формирование нефтяных цен, сумев переломить нисходящий ценовой тренд. В настоящее время большая тройка игроков – США, Россия и Саудовская Аравия – играют ключевую роль на рынке и по-разному влияют на мировые цены на нефть. По прогнозам экспертов консалтингового агентства IHS Markit, цены могут вырасти до \$80 за баррель, но при достижении этой отметки «большая тройка» будет принимать меры по стабилизации цен, комфортный уровень которых лежит в диапазоне \$60–70 за баррель. В процесс стабилизации способны также вмешиваться негативные геополитические факторы, «черные лебеди» могут прилететь из Венесуэлы или, скажем, из Ирана.

По мнению экспертов BP, в ближайшем будущем продолжится диверсификация источников энергоресурсов. Ожидается прирост глобального спроса на нефть или, более точно, на жидкие виды топлива, на 10 млн баррелей в сутки в течение следующих 15 лет. При этом в развитом мире – в странах, входящих в Организацию экономического сотрудничества и развития (ОЭСР) – спрос на черное золото будет сокращаться, и глобальный рост будет происходить за счет увеличения потребления в развивающемся мире, прежде всего в Азиатско-Тихоокеанском регионе.

Согласно референтному сценарию, представленному в феврале 2019 года компанией

# Нефть: цены и тренды Oil: Prices and Trends

Trends in the global hydrocarbon market have recently changed significantly. Despite the fact that oil consumption and demand for it is growing, the share of renewable energy sources in the global fuel and energy balance is increasing.

There is a geographic redistribution of oil production and supply. If earlier, the Organization of Petroleum Exporting Countries (OPEC) accounted for 30–33% (one third!) Of world oil production and there was a tendency to increase this share, then recently this share not only stabilized, but also began to show a downward trend. The reason is that some countries, first of all, the United States, significantly increase production, thereby reducing the market contribution to the global energy balance of traditional producers of black gold.

In the context of the volatile nature of commodity markets, the impact of OPEC countries, like countries not included in this organization, on the formation

of market prices for oil is changing significantly.

If earlier, the cooperation of OPEC with other countries was only formal, in the last decade, the OPEC countries, in cooperation with Russia, began

В последнее десятилетие страны ОПЕК в кооперации с Россией стали оказывать существенное влияние на формирование нефтяных цен.

The OPEC countries began to have a significant impact on the formation of oil prices.

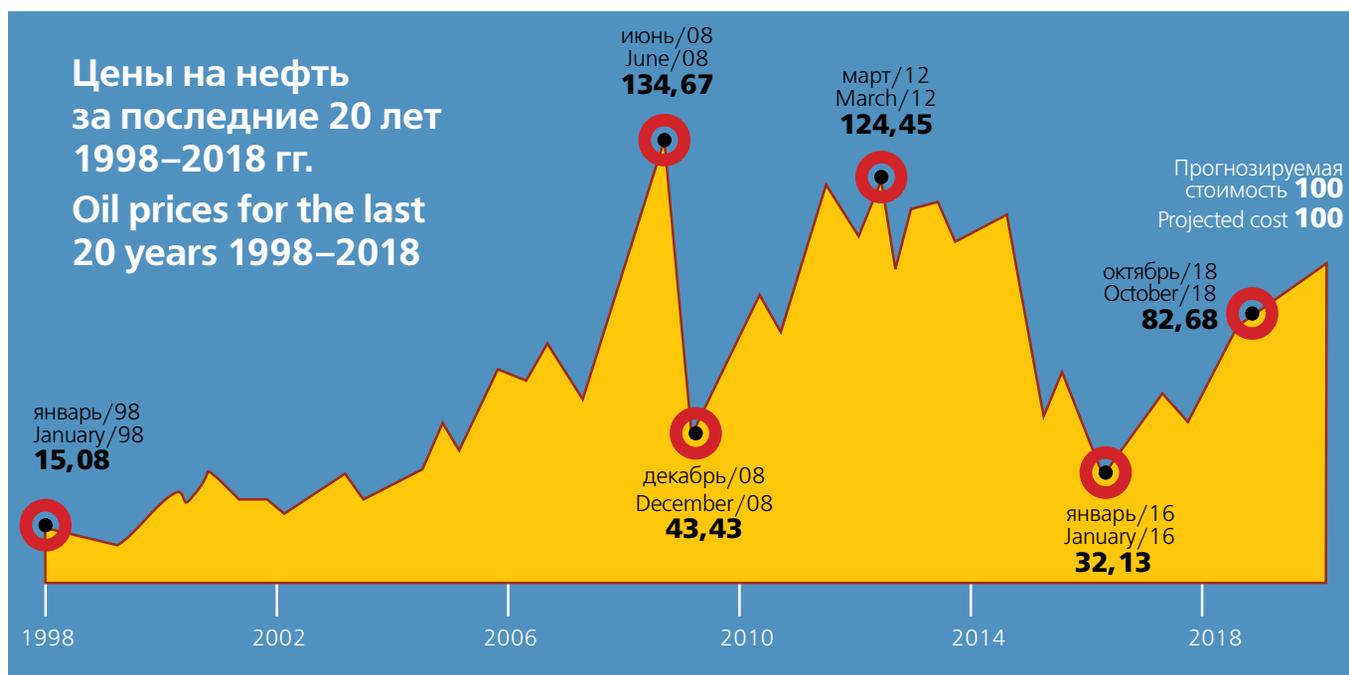
to have a significant impact on the formation of oil prices, having managed to reverse the downward price trend. Currently, the big three players – the United States, Russia and Saudi Arabia – play a key role in the market and have a different impact on world oil prices. According to experts of the consulting agency IHS Markit, prices may rise to \$80 per barrel, but when

Комфортный уровень лежит в диапазоне \$60–70 за баррель.

A comfortable level lies in the range of \$60–70 per barrel.

this level is reached, the big three will take measures to stabilize prices, a comfortable level of which lies in the range of \$60–70 per barrel. Negative geopolitical factors can also interfere in the stabilization process, “black swans” can fly from Venezuela or, say, from Iran.

According to BP experts, the diversification of energy sources will continue in the near future. Global demand for oil, or more precisely, for liquid fuels, is expected to increase by 10 million barrels per day over the next 15 years. At the same time, in the developed world – in the countries of the Organization for Economic Cooperation and



BP, дополнительный спрос на нефть в 10 млн баррелей в сутки будет удовлетворяться в основном приростом добычи в США, который, как ожидается, вырастет на 5 млн баррелей в сутки. Следующий по значимости вклад внесет Организация стран – экспортеров нефти, способная обеспечить прирост предложения в 4 млн баррелей в сутки, а такие заметные нефтедобывающие страны, как Бразилия и Россия, добавят еще 2 млн и 1 млн баррелей в сутки соответственно.

Роль основного драйвера роста спроса на жидкие углеводороды эксперты отдают транспорту, отмечая, что структура этого спроса претерпит существенные изменения. В ближайшее десятилетие главным потребителем на этом рынке будет оставаться дорожный транспорт, но станет расти доля авиации. В дальнейшем прирост потребления на транспорте будет снижаться, тогда как вырастет в относительном выражении доля авиации и морского/речного транспорта. В целом рост глобального спроса в секторе транспорта прогнозируется на 5 млн баррелей в сутки. Из них 3 млн придется на авиационный и водный транспорт и только 2 млн на все виды дорожного транспорта (легкового, грузового, двухколесного).

Хорошая новость для нефтяных рынков заключается в том, что нефтепродукты все же останутся основным топливом на транспорте как минимум до 2040 года. К этому времени на жидкие углеводородные ресурсы здесь будет приходиться 85% спроса, тогда как на электроэнергию, газ и другие виды топлива, включая водород, – всего 5%. При этом основным драйвером спроса на нефтепродукты в секторе транспорта однозначно будет являться авиация.

Вопрос: как эти прогнозы коррелируют с ожидаемым лавинообразным ростом количества

Development (OECD) – the demand for black gold will decline and global growth will occur due to increased consumption in the developing world, primarily in the Asia-Pacific region.

According to the reference scenario presented by BP company in February 2019, the additional demand for oil at 10 million barrels per day will be satisfied mainly by the increase in production in the USA, which is

**Ожидается прирост глобального спроса на нефть на 10 млн баррелей в сутки в течение следующих 15 лет.**

**Global demand for oil is expected to increase by 10 million barrels per day over the next 15 years.**

expected to grow by 5 million barrels per day. The next major contribution will be made by the Organization of Petroleum Exporting Countries, which is capable of providing an increase in supply of 4 million barrels per day, and such notable oil producing countries like Brazil and Russia will add another 2 million and 1 million barrels per day, respectively.

Experts give the role of the main driver of growth in demand for liquid hydrocarbons to transport, noting that the

structure of this demand will undergo significant changes. In the next decade, road transport will remain the main consumer in this market, but the share of aviation will grow. In the future, the increase in consumption in transport will decrease, while the share of aviation and sea/river transport will grow in relative terms. In general, growth in global demand in the transport sector is projected at 5 million barrels per day. Of these, 3 million will be in air and water transport, and only 2 million in all types of road transport (cars, trucks, two-wheeled).

The good news for the oil markets is that petroleum products will still remain the main fuel in transport, at least until 2040. By this time, 85% of demand will fall on liquid hydrocarbon resources, while electricity, gas

электромобилей? Нет ли здесь противоречий? Действительно, к 2040 году электромобили будут составлять примерно 15% мирового автопарка. (Это порядка 300 млн легковых и 50 млн других автомобилей.) Однако с точки зрения спроса на нефть важно оценивать не столько количество машин, сколько расстояние, которое эти автомобили проедут. Здесь прогнозы очень интересные: если в парке на электромобили будет приходиться всего 15%, то в километраже их доля вырастет до 25% – четверти всего рынка. Это связано с ожидаемыми изменениями в типе транспортных услуг. В течение ближайшего десятилетия основным источником прироста спроса на нефть будет все еще являться личный автотранспорт, но потом ситуация поменяется и главенствующее место займет автотранспорт общего пользования. Заметим, не обычный городской транспорт, – доля автобусов в структуре спроса будет снижаться, а новые виды услуг (каршеринг, роботизированные автомобили без водителя и т.п.), которые изменяют структуру спроса на энергоносители в транспортном сегменте в пользу электромобилей.

Меняется и парадигма. Если еще совсем недавно под пиковой нефтью подразумевалось достижение пика предложения, то теперь стало очевидно, что мир гораздо раньше столкнется с другим пиком – с пиком потребления.

Важнейший вопрос: как долго будет продолжаться рост спроса на нефть? Эксперты считают, что он достигнет пика примерно к середине 30-х годов, после чего начнет понемногу снижаться. Ожидается, что будет меняться и структура спроса на нефть, и основным драйвером прироста спроса на жидкие углеводороды будет уже не транспорт, им станут нефтехимические предприятия, использующие нефть в качестве сырья. Если рассматривать структуру спроса с точки зрения отдельных секторов, то до 2035 года на транспорте ожидается прирост на 5 млн баррелей в сутки, а в нефтехимии – 7 млн баррелей в сутки. Общая сумма, напомним, 10 млн баррелей в сутки. Она не изменилась, поскольку минус 2 млн баррелей в сутки дадут секторы ЖКХ и коммерческой недвижимости. Еще одно замечание: из 10 млн баррелей в сутки дополнительного спроса на жидкие углеводороды на собственно сырую нефть приходится всего 3 млн баррелей в сутки. Основной прирост будет удовлетворен за счет биотоплива и ШФЛУ (широкой фракции легких углеводородов – продукта переработки попутного нефтяного газа и газового конденсата).

В референтном сценарии от ВР основной вклад в снижение выбросов в атмосферу

and other fuels, including hydrogen, will account for only 5%. At the same time, aviation will definitely be the main driver of demand for petroleum products in the transport sector.

Question: how do these forecasts correlate with the expected avalanche-like growth in the number of electric cars? Is there any contradiction here? Indeed, by 2040, electric cars will account for about 15% of the global fleet. (This is about 300 million light motor vehicles and 50 million other cars.) However, in terms

**Рост глобального спроса в секторе транспорта прогнозируется на 5 млн баррелей в сутки. Из них 3 млн придется на авиационный и водный транспорт и только 2 млн на все виды дорожного транспорта.**

**Growth in global demand in the transport sector is projected at 5 million barrels per day. Of these, 3 million will be in air and water transport, and only 2 million in all types of road transport.**

of oil demand, it is important to estimate not so much the number of cars, but the distance that these cars will travel. Here the forecasts are very interesting: if in the park electric cars will account for only 15%, then in a mileage their share will grow to 25% – a quarter of the entire market. This is due to the expected changes in the type of transport services. Over the next decade, the main source of oil demand growth will still be personal vehicles, but then the situation will change, and public transport will dominate. We note, not ordinary urban transport – the share of buses in the structure of demand will decline, but new types of

services (carsharing, robotic cars without a driver, etc.) that will change the structure of energy demand in the transport segment in favor of electric vehicles.

The paradigm is changing too. If more recently, peak oil meant reaching the peak of supply, it has now become obvious that the world will face a different peak much earlier – a peak of consumption.

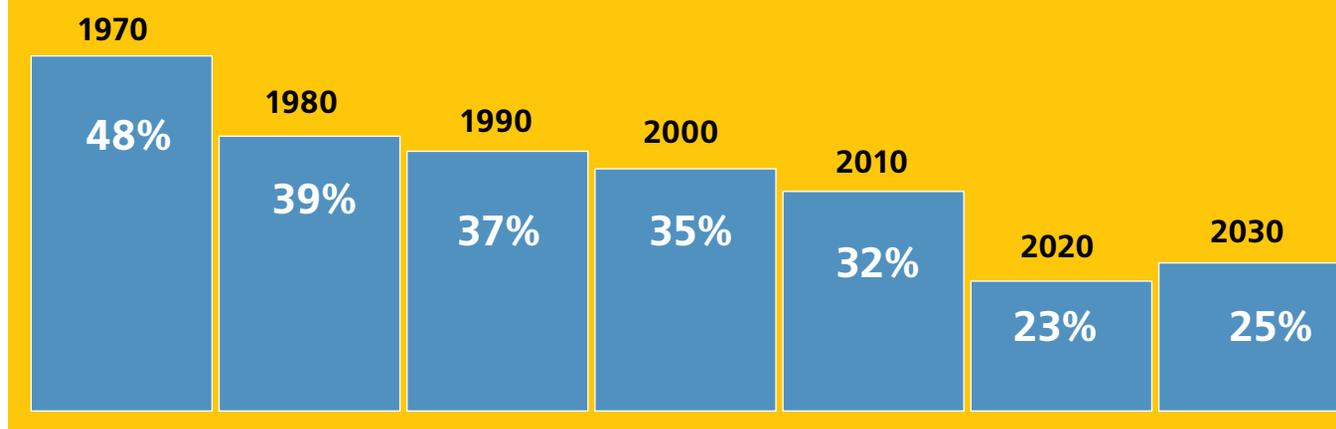
The most important question is: how long will the demand for oil continue to grow? Experts believe that it will reach a peak by about the mid-30s, after which it will begin to decline gradually. It is expected that the structure of demand for oil will also change, and the main driver of growth in demand for liquid hydrocarbons will no longer be transportation, it will be petrochemical enterprises using oil as a raw material. If we consider the structure of demand from the point of view of individual sectors, then by 2035 the increase in transportation by 5 million barrels per day is expected, and in petrochemistry – 7 million

**Основным драйвером спроса на нефтепродукты в секторе транспорта однозначно будет являться авиация.**

**Aviation will definitely be the main driver of demand for petroleum products in the transport sector.**

barrels per day. The total amount, we recall, is 10 million barrels per day. It has not changed, since minus 2 million barrels per day will be provided by the utilities and commercial real estate sectors. Another note: out of 10 million barrels per day of additional demand

## Доля нефти в мировом энергобалансе Oil share in the energy global mix



обеспечивается совершенствованием двигателей внутреннего сгорания, ростом их эффективности. Предполагается, что она вырастет в полтора раза (на 50%). С референтным сценарием конкурирует сценарий низкоуглеродный, предполагающий резкое снижение выбросов от всех секторов, согласно которому эффективность двигателей внутреннего сгорания должна вырасти еще больше. Кроме того, по низкоуглеродному сценарию повышается доля других, не углеводородных, видов топлива на транспорте. В частности, намечается резкий рост количества электромобилей и заметно больший их пробег. Еще одно предположение данного сценария: к 2040 году в развитом мире и в Китае, возможно, будет принято решение о запрете на выпуск и продажу автомобилей с двигателями внутреннего сгорания. Плюс к этому во многих странах с большой степенью вероятности может быть законодательно ограничен срок использования автомобилей, в связи с чем средняя продолжительность их использования снизится с 12 до 8 лет.

Еще один возможный сценарий предполагает запрет на использование одноразовых пластиковых изделий. Если это реализуется, то дополнительный спрос на нефть в 7 млн баррелей в сутки, который генерирует нефтехимия в качестве драйвера в референтном сценарии, ужмется до всего одного миллиона баррелей в сутки. Мы видим, что общая динамика спроса на нефть зависит от целого ряда факторов, способных, как крыловские лебедь, рак и щука, долго искать общее равновесное направление развития.

Низкоуглеродный сценарий фактически прописан в Парижском соглашении по климату, а значит, будет реализовываться, но для того чтобы обеспечить прогнозное предложение нефти – 80 млн баррелей в сутки к 2040 году – нужно будет

**К 2040 году, возможно, будет принято решение о запрете на выпуск и продажу автомобилей с двигателями внутреннего сгорания.**

**By 2040 it may be decided to ban the production of cars with internal combustion engines.**

for liquid hydrocarbons, only 3 million barrels per day fall on the actual crude oil. The main growth will be satisfied by biofuels and NGL (a broad fraction of light hydrocarbons – the product of associated petroleum gas and gas condensate).

In the reference scenario from BP, the main contribution to reducing emissions to the atmosphere is provided by the improvement of internal combustion engines, the growth of their efficiency. It is assumed that it will grow by one and a half times (by 50%). A low-carbon scenario competes with the reference scenario, implying a sharp

reduction in emissions from all sectors, according to which the efficiency of internal combustion engines should increase even more. In addition, according to the low-carbon scenario, the share of other non-hydrocarbon fuel types in transport is increasing. In particular, a sharp increase in the number of electric vehicles and their marked mileage is planned. Another assumption of this scenario: by 2040 in the developed world and in China, it may be decided to ban the production and sale of cars with internal combustion engines. Plus, in many countries, with a high degree of probability, the period of use of automobiles may be limited by law, and therefore the average duration of their use will decrease from 12 to 8 years.

Another possible scenario implies a ban on the use of disposable plastic products. If this is realized, then the additional demand for oil at 7 million barrels per day, which petrochemical generates as a driver in the reference scenario, will shrink to just one million barrels per day. We see that the overall dynamics of the demand for oil depends on a number of factors capable, like Krylov's swan, cancer and pike, to

инвестировать в нефтедобычу весьма значительные средства. В противном случае в мире не будет обеспечено предложение нефти даже на том уровне, который сопоставим с целями, зафиксированными в Парижском соглашении.

А каким прогнозам верят в России? В Минэнерго РФ считают, что век нефти в мировой экономике продлится еще как минимум 50–70 лет, и хотя доля нефти в мировом энергодобавке предсказуемо снизится, ее все равно не перестанут потреблять. ТЭК способен стать драйвером развития российской экономики, однако нужно быть готовыми к тому, что однажды нефтяная отрасль перестанет быть основным источником пополнения бюджета России. Это может случиться уже через 10–15 лет.

Сегодня у России имеются ощутимые конкурентные преимущества. В базовом сценарии это достаточно дешевые запасы и хорошее положение по кривой предложения по большей части запасов, стоящих на балансе. Нефтяные запасы РФ оцениваются в 29,5 млрд тонн, но добыча примерно половины из них существующими технологиями и при действующей фискальной системе в настоящее время нерентабельна. Правительство в рамках дорожной карты работает над комплексом мер, призванных ввести эти запасы в разработку. В отличие от большей части стран – производителей нефти, у России есть возможность при небольшой корректировке фискальной системы вовлечь в разработку новые категории запасов (трудноизвлекаемые запасы, малые месторождения, нефтяные оторочки газовых месторождений и т.п.). Нефть из них может быть доставлена на рынок по достаточно конкурентной цене, но даже при цене на нефть \$50–60 добыча будет рентабельна, хотя ее себестоимость предсказуемо будет расти. Фискальную систему необходимо настроить так, чтобы тот финансовый ресурс, который способна генерировать отрасль, направлялся на развитие новых прогрессивных технологий, основанных прежде всего на цифровизации. Минэнерго РФ намерено создать площадку для поиска инструментов цифровизации нефтяной отрасли, которые бы помогли России сохранить долю на рынке еще в течение как минимум 50 лет.

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

При подготовке материала была использована информация, полученная в процессе участия в работе Национального нефтегазового форума – 2019.

**Нефтяные запасы РФ оцениваются в 29,5 млрд тонн, но добыча примерно половины из них существующими технологиями и при действующей фискальной системе в настоящее время нерентабельна.**

**The oil reserves of the Russian Federation are estimated at 29.5 billion tons, but the extraction of about half of them by existing technologies and at the current fiscal system is currently unprofitable.**

search for a long time for a general equilibrium direction of development.

The low-carbon scenario is actually spelled out in the Paris Climate Agreement, which means it will be implemented, but in order to ensure the predictive supply of oil – 80 million barrels per day by 2040 – it will be necessary to invest very large amounts in oil production. Otherwise, the world will not

be provided with oil supply, even at a level that is comparable to the goals set out in the Paris Agreement.

And what predictions do they believe in Russia? The Ministry of Energy of the Russian Federation believes that the century of oil in the global economy will last for at least 50–70 years, and although the share of oil in the global energy mix will predictably decrease, it will not stop consuming anyway. The fuel and energy complex is able to become a driver for the development of the Russian economy, but one has to be prepared for the fact that one day the oil industry will cease to be the main source of replenishment of the Russian budget. This can happen in 10 to 15 years.

Today, Russia has tangible competitive advantages. In the baseline scenario, these are fairly cheap stocks and a good position along the supply curve for most of the stocks on the balance sheet. The oil reserves of the Russian Federation are estimated at 29.5 billion tons, but the extraction of about half of them by existing technologies and at the current fiscal system is currently unprofitable. The government is working on a set of measures to put these reserves into development as part of a roadmap. Unlike most of the oil-producing countries, Russia has the opportunity, with a slight adjustment of the fiscal system, to involve new categories of reserves in development (hard-to-recover reserves, small fields, oil rims of gas fields, etc.). Oil from them can be delivered to the market at a fairly competitive price, but even with an oil price of \$ 50–60, production will be profitable, although its cost will grow predictably. The fiscal system must be set up so that the financial resource that the industry is capable of generating is directed to the development of new progressive technologies based primarily on digitalization. The Ministry of Energy of the Russian Federation intends to create a platform to search for tools for digitalization of the oil industry, which would help Russia to maintain market share for at least 50 years.

**Analytical Group of the Coiled Tubing Times**

When preparing the article, information obtained in the process of participation in the work of the National Oil and Gas Forum – 2019 was used.

## 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  $-40^{\circ}\text{C}$ , с возможностью хранения до  $-50^{\circ}\text{C}$ ;
- 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](mailto:fidmashsales@nov.com), [www.fidmashnov.by](http://www.fidmashnov.by),  
[www.fidmashnov.ru](http://www.fidmashnov.ru), [www.fidmashnov.kz](http://www.fidmashnov.kz)



# ВВЕДЕНИЕ В ПОНЯТИЕ ЦЕЛОСТНОСТИ СКВАЖИН UNDERSTANDING THE FUNDAMENTALS OF WELL INTEGRITY

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

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

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

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

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



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

he spent 6 years with Schlumberger Plc. in Nigeria working initially as a Well Services Field Specialist providing wellsite supervision and execution of well cementing operations and services in land, swamp, off-shore and deep-water rig installations. Lastly, he was the Operations Service Coordinator for the Well Services Operations Planning Center (OPC) based in Port Harcourt Nigeria providing asset planning, inventory control, field support, and operations support for Cementing Services.

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

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

## Введение

Согласно стандарту Norsok D-010, целостность скважины – это «комплекс организационно-технических мероприятий для снижения риска неконтролируемого выброса пластовой жидкости на протяжении эксплуатации»

## Introduction

Well Integrity is defined in Norsok D-010 as: “application of technical, operational and organizational solutions to reduce risk of uncontrolled release of formation fluids throughout the life cycle of a well” (Standard Norge). Well Integrity can also be

скважины». Также под целостностью скважины может пониматься комплекс таких организационно-технических мероприятий, как использование барьеров для снижения до практически допустимого низкого уровня рисков неконтролируемого перетока пластовой жидкости из одного пласта в другой, а также выброса пластовой жидкости на поверхность или в окружающую среду на протяжении эксплуатации скважины.

Наиболее простое определение целостности скважины – такие условия, которые обеспечивают эффективную эксплуатацию скважины с двумя барьерами безопасности. Любое отклонение от этого состояния является малым или серьезным нарушением целостности скважины.

Norsok D-010 является действующим стандартом, который устанавливает минимальные требования к оборудованию/техническим решениям, которые будут использоваться в скважине. Однако данный стандарт оставляет добывающим компаниям право выбирать различные технические решения, соответствующие указанным требованиям. Таким образом, добывающие компании несут полную ответственность за соответствие этому стандарту.

Из приведенного выше определения следует, что при планировании бурения и заканчивания скважин необходимо определить технические решения, которые обеспечивают безопасность строительства и эксплуатации скважины в соответствии с минимальными требованиями данного стандарта.

Также из этого определения следует, что добывающие и сервисные компании должны обеспечить соответствие оборудования, которое планируется использовать, этому стандарту. В противном случае перед работой оборудование необходимо модернизировать и испытать. В некоторых случаях допускаются отклонения от стандарта. Если выбранное техническое решение отклоняется от стандарта, то это решение должно быть эквивалентным решениям, прописанным в стандарте, или обладать более высоким уровнем безопасности.

Важно правильно определить необходимые характеристики оборудования и требования к барьеру безопасности скважины, чтобы обеспечить целостность скважины на протяжении всего срока эксплуатации. Как правило, на стадии планирования определяются следующие параметры: максимально допустимое давление и размер противовыбросового превентора, размер и материал обсадных колонн, номинальное давление забойного и устьевого оборудования, а также материальное исполнение оборудования. Эти параметры определяются на ранней стадии проекта, и дальнейший подбор оборудования основывается именно на них.

defined as the application of technical, operational and organizational solutions, such as the use of competent pressure seals, to reduce the risk of uncontrolled release of formation fluids into another formation, to the surface, or to the environment, throughout the well life cycle to a level “ALARP” (As Low As Reasonable Practicable).

Well Integrity can in its simplest definition be defined as a condition of a well in operation that has full functionality and two qualified well barrier envelopes. Any deviation from this state is a minor or major well integrity issue.

Norsok D-010 is a functional standard and sets the minimum requirements for the equipment/solutions to be used in a well, but it leaves it up to the operating companies to choose the solutions that meet the requirements. The operating companies then have the full responsibility for being compliant with the standard.

From the definition above, it means that the personnel planning the drilling and completion of wells will have to identify the solutions that give safe well life cycle designs that meet the minimum requirements of the standard.

Another implication from the definition above is that operating companies and service providers have an obligation to ensure that the equipment planned to be used will comply with the standard and if not, the equipment will need to be improved and qualified before use. Deviations from the standard can be made in some cases when the standard allows this. If a solution selected deviates from the standard, then this solution needs to be equivalent or better compared to what the requirement is.

It is important to set the right equipment specifications and define the requirements for the well barrier to ensure the well integrity is maintained throughout the well life. Typical things to specify are the BOP rating and size, the casings to be used, the pressure rating on downhole and topside equipment and the material specification of the equipment. These specifications will be set at an early stage of a project and the later selection of equipment will be based on it.

### How the Well Integrity is established?

NORSOK D-010 specifies that: “There shall be two well barriers available during all well activities and operations, including suspended or abandoned wells, where a pressure differential exists that may cause uncontrolled outflow from the borehole/well to the external environment”. (Standard Norge)

It then follows that by implementing and maintaining well barriers to prevent uncontrolled release of fluids from the formation while performing well operations or while the well is inactive or abandoned, well integrity is established. This sets the foundation for how to operate wells and keep the wells safe in all phases of the development.

It implies that all companies (operators, service companies, contractors, etc) have to adhere to the two well barrier philosophies and maintain sufficient adherence in all phases of their operations. Good

## Как обеспечить целостность скважины?

Согласно стандарту NORSOK D-010: «Во время строительства и эксплуатации скважин, в которых дифференциальное давление может вызвать неконтролируемый выброс скважинной продукции в окружающую среду, включая приостановленные или ликвидированные скважины, должно быть установлено два барьера безопасности.

Далее в стандарте прописано, что целостность скважины обеспечивается путем использования барьеров для предотвращения неконтролируемого выброса флюидов из пласта при эксплуатации действующих скважин или при проведении работ в приостановленных или ликвидированных скважинах. Это закладывает основу для обеспечения безопасности скважин на всех этапах разработки месторождения.

Это подразумевает, что все компании (добывающие компании, сервисные компании, подрядчики и т.д.) должны придерживаться принципа двух барьеров безопасности на всех этапах своей деятельности. Также для обеспечения соответствия требованиям целостности скважины необходимо использовать современные технические решения. Например, существует требование, согласно которому на всех этапах эксплуатации скважины необходимо регулярно проверять работоспособность внутрискважинного клапана-отсекателя. Техническое решение для выполнения этого требования включает в себя процедуры эксплуатации клапанов-отсекателей, ограничения потока и другие процедуры, которые могут повлиять на целостность скважины и другие регулярные операции для поддержания контроля над скважиной и ее безопасной эксплуатации. Другим примером является требование, согласно которому необходимо вести постоянный мониторинг давления в затрубном пространстве скважины с целью раннего обнаружения утечки или нарушения барьера безопасности и принятия корректирующих мер до того, как проблема обострится.

Для обеспечения целостности скважины необходимы в числе прочего организационные решения. Для выполнения работ на скважине компании должны предоставить обученный персонал с надлежащими компетенциями и знаниями. Персонал должен быть всегда осведомлен о текущем состоянии скважины. Между вовлеченными в работу сторонами необходимо наладить своевременный обмен информацией, чтобы корректные данные передавались, например, во время передачи смены. В документации по передаче смены должна быть указана вся необходимая информация о барьерах безопасности, эксплуатационных пределах, состоянии клапана-отсекателя, конструкции скважины и т.д. Многие проблемы и аварии произошли именно из-за передачи неполной информации, поэтому очень важно наладить

operational solutions are also required to ensure that the well integrity requirements are met. A typical example is the requirement to regularly function and pressure test the sub-surface safety valve to ensure it is operational at all times. The operational solution will include procedures for operating valves on a well, flowing restrictions etc. that can have an impact on the integrity of the well and other day-to-day activities to keep a well under control and producing it in a safe manner. Another example is to continuously monitor the pressure in the annuli of a well to ensure a leak or breach of a well barrier is detected early and that corrective action can be taken before the problem escalates.

Organizational solutions are also required to ensure the required well integrity is maintained. This will include, that the companies ensure that people with the right competence, and knowledge are working with well operations and that they are up to date with the latest well status. Good communication between the parties involved is required so that the correct information is shared and passed on, for example during shift handovers. In handover documentation, all relevant information with regards to barriers, operational limits, valve status, design of the well etc. has to be compiled as part of a handover package. Many problems and accidents have been due to poor handover documentation or communication, hence it is very important that proper handover communication and documentation are carried out before every shift.

## Well Barriers – Definition and Principles

Well barriers are used to prevent leakages and reduce the risk associated with drilling, production and intervention activities. According to NORSOK D-010, well barriers are Envelope of one or several dependent barrier elements preventing fluids or gases from flowing unintentionally from the formation into another formation or to surface (Standard Norge).

The main objectives of a well barrier are to:

- Prevent any major hydrocarbon leakage from the well to the external environment during normal production or well operations.
- Shut in the well on direct command during an emergency shutdown situation and thereby prevent hydrocarbons from flowing from the well.

A well barrier has one or more well barrier elements.

## Barrier Element and Barrier Envelope

### What is a Well Barrier Element?

Any device or element (such as fluid column, casing, BOPs) that alone or in combination with other elements is capable of containing well pressure and preventing uncontrolled flow of fluids or gases from the formation, into another formation, or to the surface or environment.

### What is a Well Barrier Envelope?

The combination of **barrier elements** (such as casing, BOP, well head, mud column, etc.) which working together, form an envelope that prevents

процесс передачи всей информации перед каждой сменой.

## Барьеры безопасности скважины – определение и принципы

Барьеры безопасности скважины используются для предотвращения утечек и снижения риска неконтролируемого выброса во время бурения, добычи и внутрискважинных работ. Согласно стандарту NORSOK D-010, барьер безопасности – это одно техническое средство или комплекс нескольких связанных между собой технических средств, которые предотвращают неконтролируемый переток жидкостей или газов из одного пласта в другой, а также выброс на поверхность.

Основные цели барьера безопасности:

- Предотвратить любую серьезную утечку углеводородов из скважины в окружающую среду при эксплуатации скважины или во время внутрискважинных работ.
- Оперативно закрыть скважину по прямой команде во время аварии и тем самым предотвратить утечку углеводородов из скважины.

В состав барьера безопасности входят один или несколько элементов.

## Элементы барьера безопасности

### Определение элемента барьера безопасности

Барьер безопасности скважины – это любое техническое средство или элемент (например, столб жидкости, обсадная колонна, превентор), которое отдельно или в сочетании с другими элементами способно удерживать давление в скважине и предотвращать неконтролируемый переток жидкостей или газов из одного пласта в другой, а также выброс на поверхность или в окружающую среду.

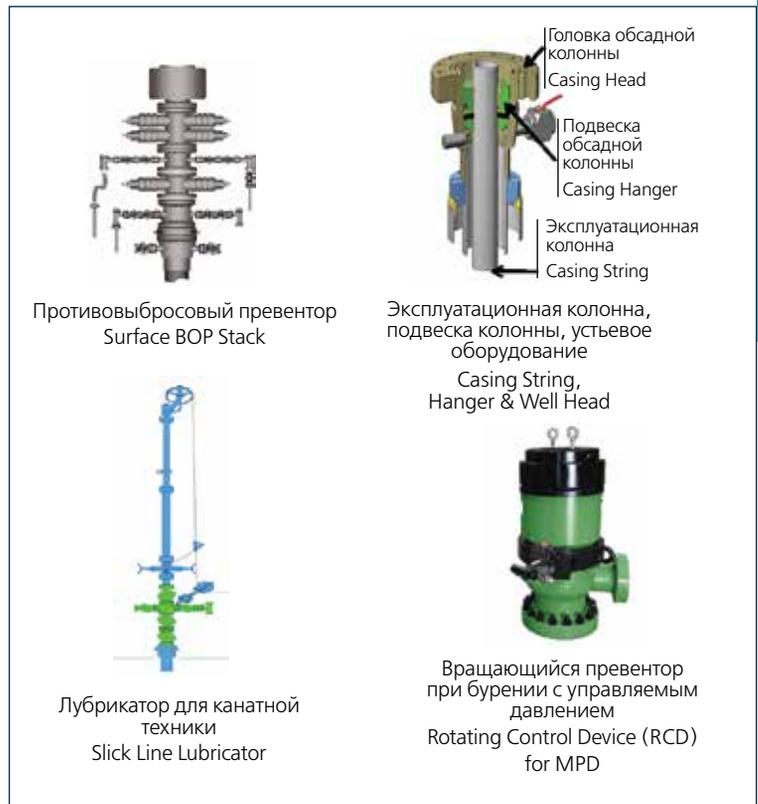
### Определение комплексного барьера безопасности

Комплексный барьер безопасности – это комбинация **элементов барьера безопасности** (таких как обсадная колонна, превентор, устьевое оборудование, столб бурового раствора и т. д.), которые при совместной работе образуют барьер, предотвращающий неконтролируемый переток жидкостей или газов из одного пласта в другой, а также выброс на поверхность или в окружающую среду.

Некоторые барьеры безопасности включают в себя несколько элементов, которые в совокупности обеспечивают надлежащее выполнение поставленной задачи.

Барьер безопасности должен выполнять два типа задач: мгновенные и постоянные. Примером мгновенной задачи является команда системы аварийного закрытия скважины. Постоянной задачей является удержание высокого давления.

В целом существуют четыре основных



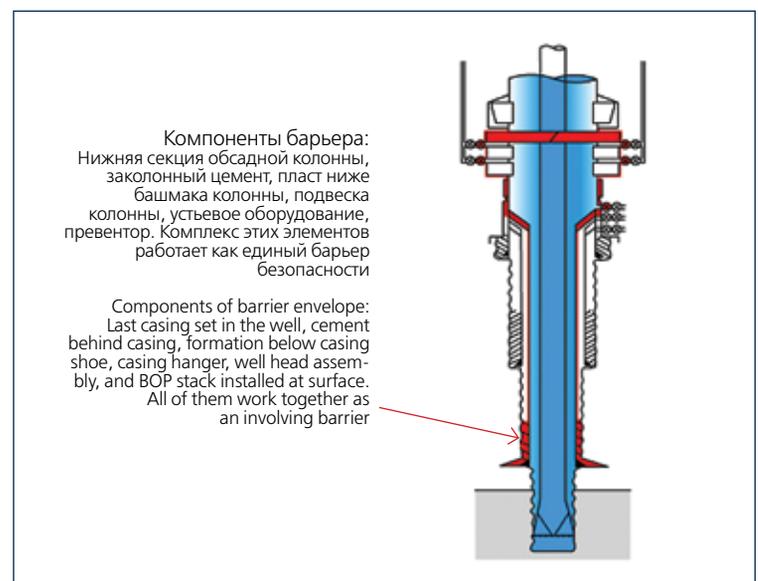
**Рисунок 1 – Примеры элементов барьера безопасности**

**Figure 1 – Examples of Well Barrier Elements**

uncontrolled flow of fluids or gases from the formation into another formation or to the surface or the environment.

Some well barriers have several barrier elements that, in combination, ensure that the well barrier is capable of performing its intended function(s).

Events and situations that require a functioning well barrier are called demands. A demand can be



Компоненты барьера:  
Нижняя секция обсадной колонны, заколонный цемент, пласт ниже башмака колонны, подвеска колонны, устьевое оборудование, превентор. Комплекс этих элементов работает как единый барьер безопасности

Components of barrier envelope:  
Last casing set in the well, cement behind casing, formation below casing shoe, casing hanger, well head assembly, and BOP stack installed at surface. All of them work together as an involving barrier

**Рисунок 2 – Пример комплексного барьера безопасности при бурении скважины**  
**Figure 2 – Example of Barrier Envelope for drilling below a casing set in a well**

типа утечки углеводородов из скважины в окружающую среду:

- через трубное пространство;
- через затрубное пространство;
- через цемент в заколонном пространстве;
- через каналы заколонных перетоков.

### Первичные и вторичные барьеры безопасности

Первичные барьеры безопасности – это элементы или комбинация элементов в прямом (первичном) контакте с потенциальным флюидом утечки, то есть элементы, на которые оказывается давление во время работы скважины.

Примеры первичных барьеров безопасности.

Для традиционного бурения: первичный барьер безопасности – это столб жидкости, который находится в прямом контакте с пластовым флюидом. Данный барьер отвечает за контроль пластового давления.

При геофизических исследованиях в зацементированном стволе: первичный барьер безопасности образован теми элементами, которые находятся в прямом контакте с давлением в скважине: зацементированная обсадная колонна, устьевое оборудование, лубрикатор, клапаны, устанавливаемые на кабеле.

Примеры **первичного барьера безопасности** при бурении, добыче и внутрискважинных работах.

Первичный барьер состоит из всех элементов, которые находятся в прямом контакте с пластовым давлением и препятствуют потоку во время работ. Примеры:

- столб бурового раствора или раствора заканчивания;
- эксплуатационная колонна или НКТ;
- устьевое оборудование;
- колонные или трубные головки;
- лубрикаторы и т.д.

Вторичный барьер безопасности – это элемент или комбинация элементов, которые служат для **предотвращения** неконтролируемого выброса флюидов или газа из скважины на поверхность или в окружающую среду в случае отказа любого из элементов первичного барьера.

Этот барьер является **последним** барьером, который обеспечивает целостность скважины. Данный барьер не всегда является вторичным.

Для всех скважинных операций, где возможен

instantaneous or continuous. An example of an instantaneous demand is a command from the emergency shutdown system at the platform that requires response from the well barriers. A continuous demand may be a constant high pressure (that the well barrier must withstand).

In general, there are four main ways in which hydrocarbons can leak from the system to the environment:

- Through the downhole completion tubing string
- Through the downhole completion annulus
- Through the cement between the annuli
- Outside and around the well casing system

### Primary and Secondary Barriers

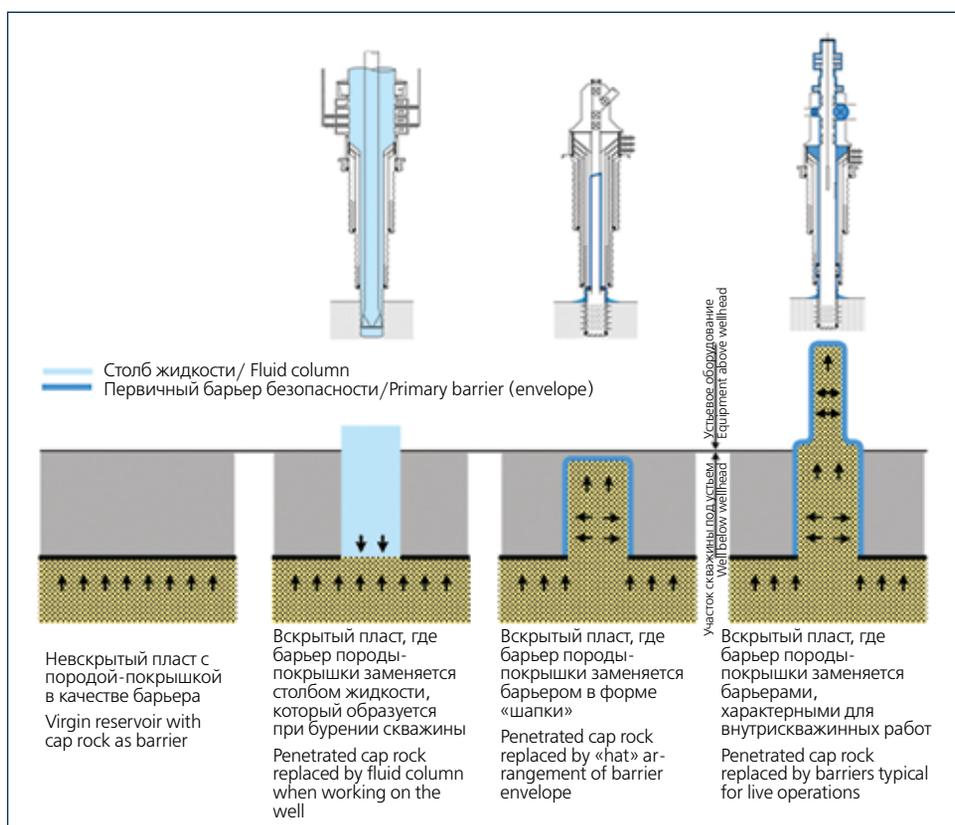
Primary Well Barriers are elements or combination of Barrier Elements in direct (Primary) contact with the potential outflow source, i.e. the elements that “see” pressure during well operations.

Examples of Primary Barriers;

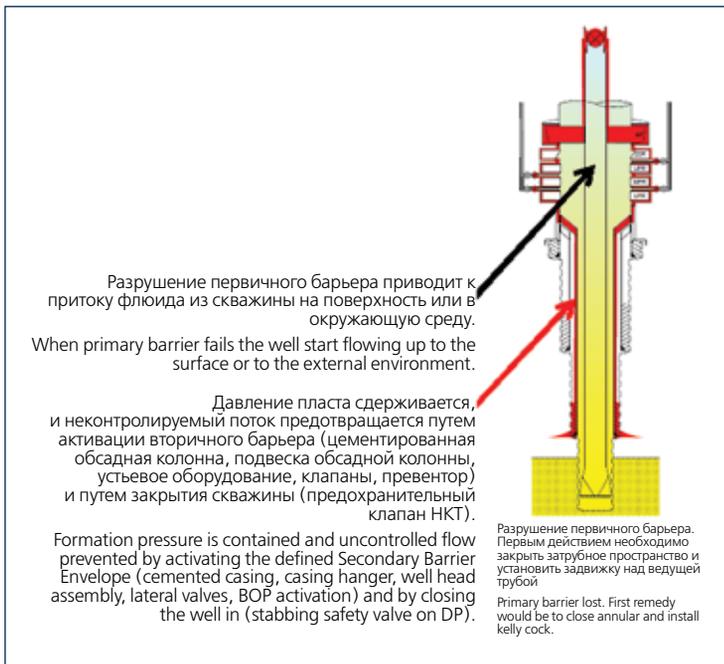
For conventional drilling: The Primary Well Barrier is the fluid column which is in direct contact with the outflow source. It controls or overcomes the formation pressure

For logging in cased hole: Primary Well Barrier is formed by those elements which are in direct contact with pressure in the well: cemented casing, well head assembly, pressured lubricator and wire line valves

Examples of **Primary Well Barrier** for Drilling,



**Рисунок 3 – Примеры первичного барьера безопасности при бурении, добыче и внутрискважинных работах**  
**Figure 3 – Examples of Primary Well Barrier for Drilling, Production and Well Intervention**



**Рисунок 4 – Вторичный барьер безопасности**  
**Figure 4 – Secondary Well Barrier**

неконтролируемый выброс пластовых флюидов на поверхность, должен быть определен и установлен второй (внешний) барьер, который будет активирован в качестве последнего средства сдерживания пластового давления и потока флюида.

### Принцип двух барьеров

Барьерами безопасности являются технические средства, применяемые для предотвращения потери целостности скважины. Как указано выше, согласно стандарту NORSOK D-010, барьер безопасности – это одно техническое средство или комплекс нескольких связанных технических средств, которые предотвращают неконтролируемый переток жидкостей или газов из одного пласта в другой, а также выброс на поверхность. Стандарт также определяет элемент барьера безопасности как «техническое средство, которое самостоятельно не может остановить поток». Под барьером безопасности можно подразумевать защитный корпус, который способен выдержать давление пластовой жидкости.

Принципом двух барьеров в концепции целостности скважины руководствуются компании во многих нефтедобывающих странах. Согласно этому принципу, в скважине должно быть не менее

Production and Well Intervention.

Primary Barrier consists of all elements that are in direct contact with formation pressure and prevent flow during well operations. They can be:

- Drilling or Completion Fluid Column
- Production Casing or Tubing
- Well Head Assembly & Valves
- Casing or Tubing Hangers
- Lubricator and Pressure Head, etc.

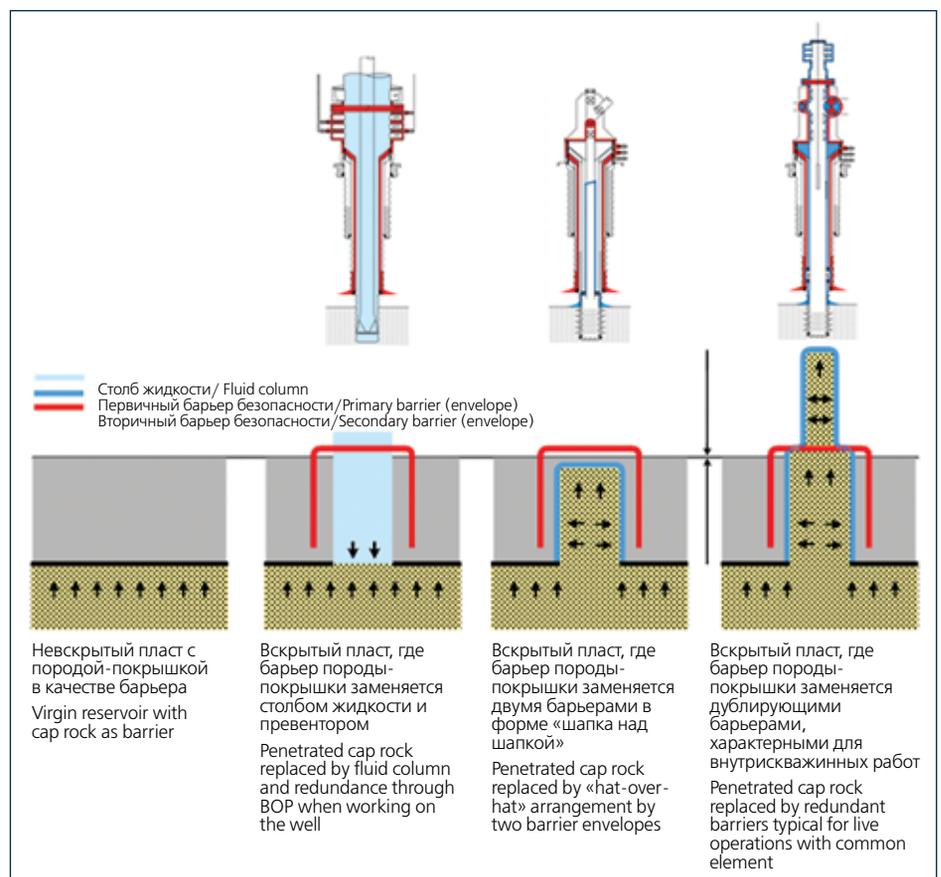
Secondary Well Barrier are element or combination of Elements defined as the ULTIMATE defense should any of the Primary Barrier Elements fails, and as such preventing uncontrolled flow from the well to surface or to the environment.

It is the LAST and ULTIMATE barrier envelope providing well Integrity to be activated. It is not necessarily barrier number two in a sequence.

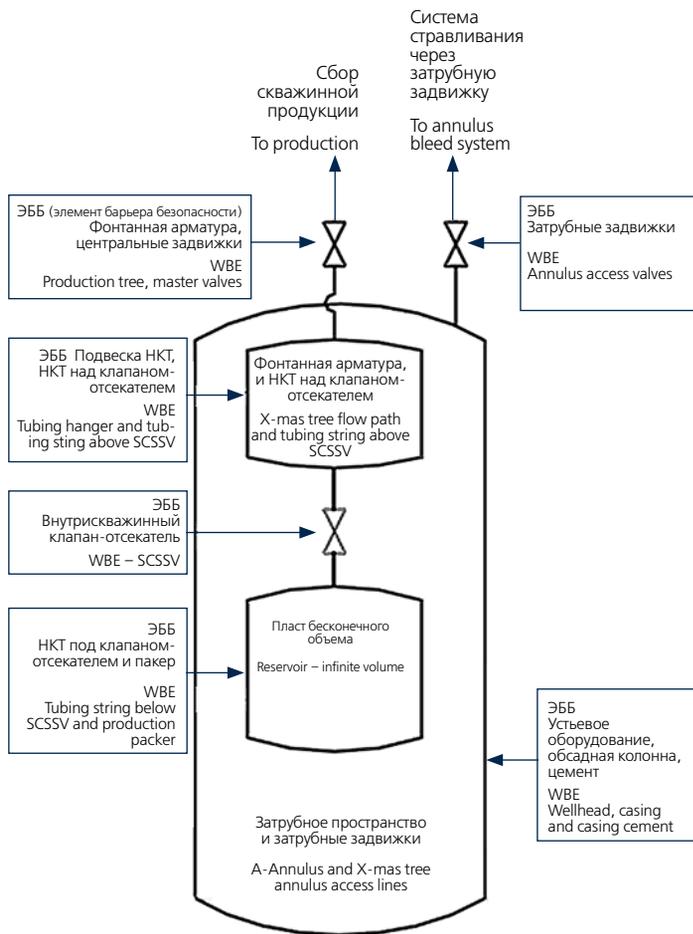
For all well operations having potential uncontrolled flow of formation fluids to the surface, a second (external) barrier shall be defined and installed to be activated as the Last Resort for containment of formation pressure and flow.

### The Two Barrier Principle

The technical means of avoiding well integrity loss are well barriers. As defined earlier, a well barrier is defined by NORSOK D-010 as “an envelope of one or several dependent barrier elements preventing



**Рисунок 5 – Примеры вторичного барьера безопасности при бурении, добыче и внутрискважинных работах**  
**Figure 5 – Examples of Secondary Well Barrier Envelopes for Drilling, Production and Well Intervention**



**Рисунок 6 – Схема барьеров безопасности для обеспечения целостности скважины (Источник: Corneliussen, 2006)**

**Figure 6 – Illustration of well barriers to achieve well integrity (Source: Corneliussen, 2006)**

fluids or gases from flowing unintentionally from the formation into another formation or to surface”. The same standard defines a well barrier element (WBE) as an “object that alone cannot prevent flow from one side to the other side of itself”. A well barrier can be viewed as a pressurized vessel (envelope) capable of containing the reservoir fluids.

The two barrier principle is a well integrity philosophy that is followed in most oil producing countries, and this principle means that there should be at least two well barriers in a well. A well can therefore be considered as a system of two or more pressurized vessels (envelopes) that prevent the fluid from entering the surroundings. Figure 6 illustrates the well barrier system as pressure vessels.

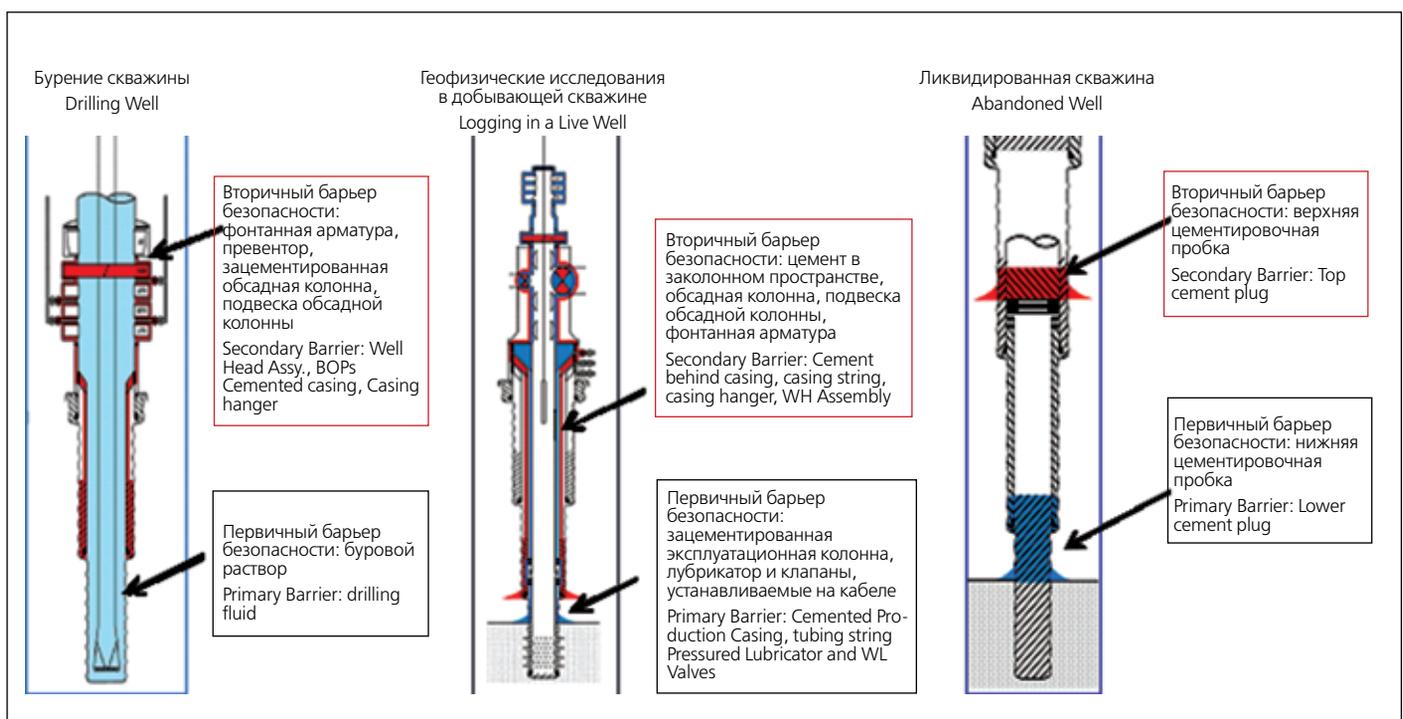
In Figure 6 above, the well tubulars and the x-mas tree body constitute the vessel walls while the SCSSV and x-mas tree valves are illustrated as the outlet valves from the vessel. The innermost vessel illustrates the well barrier closest to the reservoir while the outer vessels illustrate the consecutive well barriers.

In line with the Two Barrier Principle, there must be two barriers available while performing all well activities and operations, including suspended or abandoned wells, *when the well is capable of discharging hydrocarbons or fluids to the surface or to the external environment.*

### Brief Analysis of the Macondo Well Blowout (A Well Integrity Event)

In the evening of April 20, 2010 a well control event allowed hydrocarbons to escape from the Macondo well onto Transocean’s Deepwater Horizon, resulting in explosions and fire on the rig.

Eleven people lost their lives, and 17 others were



**Рисунок 7 – Принцип двух барьеров безопасности**  
**Figure 7 – The Two Barrier Principle**

двух барьеров безопасности. Таким образом, скважину можно рассматривать как систему двух и более сосудов, которые защищают окружающую среду от пластовых флюидов. На рисунке 6 показана система барьеров безопасности, выступающих в качестве защитных сосудов.

На рисунке 6 колонны в скважине и тело фонтанной арматуры представляют собой стенки защитного корпуса. Внутрискважинный клапан-отсекатель и задвижки фонтанной арматуры выступают здесь в качестве выпускных клапанов. Самый внутренний сосуд представляет ближайший к пласту барьер безопасности, в то время как внешние сосуды представляют следующие барьеры.

В соответствии с принципом двух барьеров, при выполнении любых работ на скважинах, в том числе на приостановленных или ликвидированных скважинах, должно быть два барьера, *в случае если есть вероятность выброса углеводородов или пластовой жидкости на поверхность или во внешнюю среду.*

### Краткий анализ выброса на скважине Макондо (случай с нарушением целостности скважины)

Вечером 20 апреля 2010 года вследствие нарушения контроля над скважиной произошел выброс углеводородов из скважины Макондо на платформе Deepwater Horizon компании Transocean, что привело к взрыву и пожару на платформе.

Погибло 11 человек, 17 получили ранения.

Пожар, источником которого стал выброс углеводородов, продолжался в течение 36 часов до тех пор, пока буровая установка не затонула 22 апреля 2010 года.

Углеводороды продолжали поступать из пласта по стволу скважины и превентору в Мексиканский залив в течение 87 дней,

### Схема скважины и установленные барьеры безопасности Well Schematics & Barriers installed

Total Depth: 18,360' (all depths are MD)  
Water depth: 5,067'  
Last Casing: tapered string 7" x 9-7/8":  
7" (18,304'– 12,488') x  
9-7/8" (12,488' to well head)  
Rat hole: 54'  
Reamer shoe @ 18,304'  
Float Collar @ 18,115' (2 valves)  
Shoe track (189')  
Casing hanger & seal Assy. @ Well Hd.  
Cement behind casing: foamed with N2  
Top of Cement: estimated @ 17,260' (1044')  
Mud inside the casing: SOBVM, 14.2 ppg.

Глубина скважины: 5596 м (все глубины указаны по стволу)

Глубина воды: 1544 м

Нижняя обсадная колонна: 178x250 мм с переменной толщиной стенки: 178 мм (5579–3806 м) x 250 мм (3806 м до устья)

Глубина шурфа: 16,5 м

Глубина установки прорабатывающего башмака: 5579 м

Глубина установки обратного клапана: 5521 м (2 клапана)

Компоновка низа колонны: 58 м

Подвеска обсадной колонны и уплотнительный узел установлены в фонтанной арматуре

Цемент в заколонном пространстве: пенный, азирированный азотом

Высота подъема цемента: расчетная 5261 м (318 м)

Раствор в обсадной колонне: буровой раствор на углеводородной основе, 1702 кг/м<sup>3</sup>

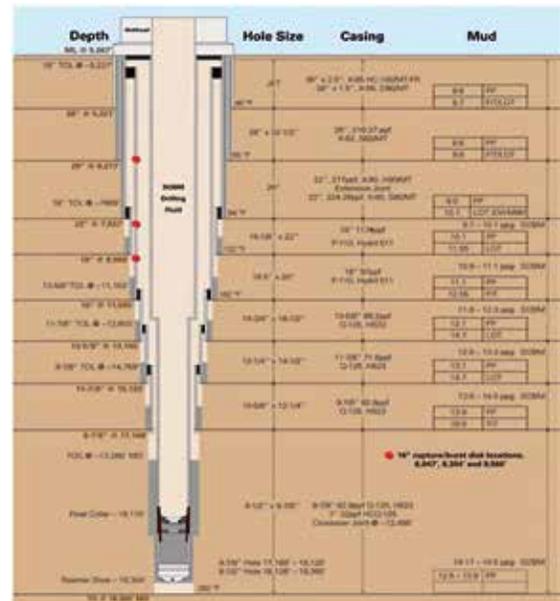


Рисунок 8 – Схема скважины Макондо  
Figure 8 – Well Schematics of Macondo Well

#### Целостность скважины не была обеспечена

1. Цемент в заколонном пространстве не обеспечивал изоляцию углеводородов
2. Башмак колонны не был герметичен

#### Приток углеводородов в скважину не был замечен, контроль над скважиной был потерян

3. Отрицательный результат опрессовки был проигнорирован
4. Выброс углеводородов был замечен, только когда они достигли райзера
5. Действия по установке контроля над скважиной не привели к успешному результату

#### Произошло воспламенение углеводородов на платформе Deepwater Horizon

6. Вывод газа на сепаратор бурового раствора привел к выбросу газа на рабочую площадку
7. Системы противопожарной защиты не предотвратили воспламенение

#### Противовыбросовый превентор не обеспечивал герметичную изоляцию скважины

8. Аварийная активация противовыбросового превентора не обеспечила герметичную изоляцию скважины



#### Well integrity was not established or failed

1. Annulus cement barrier did not isolate hydrocarbons
2. Shoe track barriers did not isolate hydrocarbons

#### Hydrocarbons entered the well undetected and well control was lost

3. Negative pressure test was accepted although well integrity had not been established
4. Influx was not recognized until hydrocarbons were in riser
5. Well control response actions failed to regain control of well

#### Hydrocarbons ignited on the Deepwater Horizon

6. Diversion to mud gas separator resulted in gas venting onto rig
7. Fire and gas system did not prevent hydrocarbon ignition

#### Blowout preventer did not seal the well

8. Blowout preventer (BOP) emergency modes did not seal well

Рисунок 9 – Восемь основных выводов и четыре ключевых фактора, определенных при расследовании аварии на платформе Deepwater Horizon

Figure 9 – Eight Key Findings and four critical factors identified in the Deepwater Horizon accident

что привело к разливу нефти национального масштаба (объем разлива составил свыше 5 миллионов баррелей).

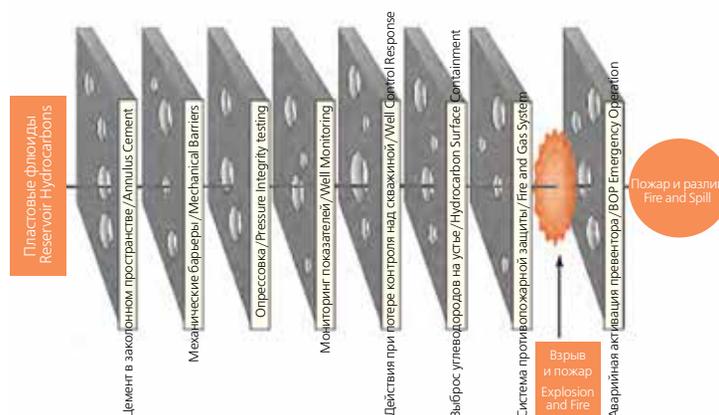
Окончательный экономический ущерб от этой технической и экологической катастрофы пока неизвестен, но он может составить около 40 миллиардов долларов США.

При выполнении работ в скважинах, где установлена одна обсадная колонна до устья, предотвращение неконтролируемого выброса является важнейшей задачей. Отчет о расследовании (Deepwater Horizon Accident Investigation Report) катастрофы на платформе Deepwater Horizon определил четыре ключевых фактора и восемь основных выводов. Результаты расследования представлены на рис. 9.

На рисунке 10 показаны нарушения барьеров безопасности и наиболее уязвимые элементы. Восемь основных выводов описывают каналы утечки углеводородов, которые привели к аварии.

### Извлеченные уроки

1. Для обеспечения контроля над скважинными флюидами, которые добываются из скважины или закачиваются в пласт, очень важно правильно проводить определение, установку, эксплуатацию и испытание барьеров безопасности.
2. Основное назначение любого барьера безопасности – герметизация потока в скважине – не должно быть поставлено под угрозу для выполнения других задач на этапах планирования или выполнения работ.
3. Испытания барьеров являются критически важным этапом работ, они должны быть максимально простыми и понятными. Процедура испытаний не должна содержать шагов, которые могут привести к неправильной интерпретации какого-либо отклонения от расчетных значений.
4. Нужно внимательно исследовать отклонения и ошибки. Необходимо быстро реагировать на все, что выходит за пределы расчетных параметров. Нельзя вносить изменения в ожидаемые результаты, поскольку это может привести к тому, что отклонение от нормы будет считаться нормой.
5. Необходимо надлежащим образом изучить причины отклонений от нормы, а также при необходимости оценить риски. При отклонении от нормы перед продолжением работ необходимо предпринять меры по снижению вероятности аварии.
6. Анализ и снижение рисков, а также порядок внесения изменений должны систематически внедряться во все процедуры внутрискважинных работ и



**Рисунок 10 – Восемь основных выводов и четыре ключевых фактора, определенных при расследовании аварии на платформе Deepwater Horizon**

**Figure 10 – Eight Key Findings and four critical factors identified in the Deepwater Horizon accident**

injured.

The fire, which was fed by hydrocarbons from the well, continued for 36 hours until the rig sank on April 22, 2010. (International Association of Oil & Gas Producers )

Hydrocarbons continued to flow from the reservoir through the wellbore and the blowout preventer (BOP) for 87 days, causing a spill of national significance into the sea of Gulf of Mexico. (Volume of spill above 5 million barrels).

The final economic impact of this engineering and environmental disaster is not known yet but can be around 40 billion US Dollars.

The prevention of hydrocarbons in wells rising to the surface out of control is crucial to the safety of well operations. The Accident Investigation Report (Deepwater Horizon Accident Investigation Report) into the Deepwater Horizon accident identified four critical factors and eight key finding, the following chart quotes from the report:

The holes in the above represent failures or vulnerabilities in the defensive barriers. The eight key findings are represented by the holes that lined up to enable the accident to occur.

### Lessons Learned

1. The design, installation or use, and proper verification of barriers is critical to maintain the control of fluids, both produced or injected in the well, at all times.
2. The primary objective of any barrier of sealing flow paths in the well should not be compromised to perform other functions in its planning or execution stages.
3. Safety-critical tests of barriers should be as simple and straight forward as practical, not encumbered by steps that could contribute to the misinterpretation of deviations from the expected.
4. Be alert to deviations, lapses, errors. Respond

должным образом доводиться до сведения всех вовлеченных сторон.

## Рекомендации

1. Необходимо содействовать созданию «среды для передачи информации», где лидеры отрасли получают информацию с места проведения работ, прислушиваются к опыту экспертов и выявляют первые признаки возможной аварии. В то же время персонал на рабочей площадке должен регулярно представлять полный отчет о работе, особенно в случае осложнений.
2. Везде, где это возможно, необходимо составить конкретные процедуры действий. Персонал должен четко следовать установленным процедурам, поскольку любое отклонение от установленного плана действий может привести к возникновению по-настоящему «неожиданных» проблем.
3. Каждый задействованный в работе сотрудник должен иметь право остановить работу в случае нарушения безопасности или повышения рисков.
4. Необходимо обеспечить надлежащую эксплуатацию вторичной и аварийной систем контроля над скважиной. Предварительно данные системы должны быть детально изучены и испытаны.
5. Особое внимание следует уделять барьерам безопасности, которые считаются «последними» или «предпоследними», особенно когда есть несколько других барьеров.
6. Разработка и соблюдение стандартных инструкций имеет решающее значение для обеспечения безопасности при проведении внутрискважинных работ. ☉

quickly and rigorously to anything which falls outside expectations, and refuse to recalibrate expectations in order to avoid normalization of deviance.

5. The reasons for deviations from the expected should be adequately investigated, the risks assessed if needed, and mitigation efforts implemented before proceeding.
6. Risk Analysis and Mitigation, Management of Change must be systematically implemented in all well operations and properly communicated to all parties involved.

## Recommendations

1. Promote a “listening environment” – where leaders listen to the front line and defer to expertise, faint signals are heard, and the front line reports confidently – even (especially) when the report is troublesome
2. Certainty to be created where possible – standard procedures are followed, not circumvented – creating excess capacity for dealing with the truly “unexpected”
3. All personnel involved in well operations must exercise the authority to stop a work that is considered unsafe or has a high level of risk, by implementing the “STOP Work Authority”
4. Secondary and Emergency Well Control Systems must be understood, tested and properly maintained
5. Special attention must be given to the lines of defense (well barriers) that are considered to be the “last” or “next to the last”, especially when there are several other barriers before these are needed
6. The development and adherence to Standard Procedures is critical for Quality and Safety assurance of well operations. ☉

## ЛИТЕРАТУРА / REFERENCES

1. Alcantara, O.L. Well Integrity. Journal of Petroleum Technology, 2013.
2. An Introduction to Well Integrity Rev 0, 04 December 2012: NTNU, Universitet i Stavanger and Norsk Olje & gass.
3. Corneliussen, K. (2006) Well Safety Risk Control in the Operational Phase of Offshore Wells. Doctoral Thesis at the Department of Production and Quality Engineering, Norwegian University of Science and Technology.
4. "Deepwater Horizon Accident Investigation Report". 2010, BP.
5. International Association of Oil & Gas Producers . Deepwater Wells; Global Industry Response Group recommendations. Report No. 463. London: International Association of Oil & Gas Producers (OGP), May 2011.
6. NORSOK Standard D-010. Norway: NORSOK, 2012.
7. NORSOK standard D-010 (2004).: "Well integrity in drilling and well operations". rev 3, 2004.

Не забудьте оформить подписку на журнал  
**«Время колтюбинга»!**

Индекс в подписном каталоге «Роспечати» 84119.

# Тезисы Конференции по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам SPE/ICoTA 2019 (часть 1)

## SPE/ICoTA Coiled Tubing & Well Intervention Conference 2019 Abstracts (Part 1)

Международная конференция и выставка колтюбинговых технологий и внутрискважинных работ SPE/ICoTA проходила в Вудлендсе, штат Техас, США, 26–27 марта 2019 г. Конференция проводится ежегодно, по традиции организаторами конференции выступили Общество инженеров-нефтяников SPE и Ассоциация специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA).

The Coiled Tubing & Well Intervention Conference & Exhibition took place in Woodlands, Texas, USA on March 26–27, 2019. The annual event was traditionally organized by the Society of Petroleum Engineers (SPE) and the Intervention & Coiled Tubing Association (ICoTA).

### Секция 1. Решения для внутрискважинных работ

*В данной секции рассматривается широкий спектр проблем, с которыми сервисные компании сталкиваются при выполнении внутрискважинных работ. В секции представлены инновационные и креативные технические решения, благодаря которым представители отрасли справляются со все более сложными техническими проблемами.*

#### Автоматизированная система фрезерования на кабеле

*Кайл Визенборн, Николай Бакланов, Пьер Оливье Гурмелон, Максим Ключев, Сюэдон Ян, Schlumberger*

В докладе представлена автоматизированная система фрезерования на кабеле, разработанная для удаления из ствола скважины препятствий различного типа: от АСПО до металлических предметов. В системе предусмотрена возможность автоматической навигации среди препятствий, расположенных близко друг к другу в стволе скважины. В статье описаны конструктивные особенности, благодаря которым технология фрезерования вышла на качественно новый уровень эффективности.

В работах по фрезерованию по-прежнему распространены проблемы с управлением забойным инструментом. На эффективность фрезерования негативно влияют такие проблемы, как изменение состава композитного материала, скопление шлама рядом с фрезеруемым объектом, сопротивление от потока скважинной продукции. Эти проблемы могут привести к увеличению продолжительности операции, а в некоторых случаях – к невыполнению задачи работ. При применении технологии фрезерования на кабеле в состав забойной компоновки включена система интеллектуальной бортовой электроники, которая позволяет активно контролировать

### Session 1. Intervention Solutions

*This interactive session will present a broad range of well intervention related challenges and solutions, showcasing the innovative and creative manner in which our industry segment strives to solve the ever more complex issues we face.*

#### Automated Wireline Milling System

*Kyle Wiesenborn, Nikolay Baklanov, Pierre Olivier Gourmelon, Maxim Klyushev, Xuedong Yang, Schlumberger*

An automated wireline milling solution targeted for removal of wellbore obstructions of a varying type, from scale to metal, with built-in capabilities of autonomous cruise navigation between consecutive obstacles, is presented. This paper highlights design features that made a step change in the efficiency and usability of milling services.

Control challenges are still common in downhole milling technology. Changes in milling target composition, cuttings accumulation around the target, drag forces from production flow, and other variations can reduce system efficiency and result in lost time or failed interventions. In the case of wireline milling technology, inclusion of intelligent on-board electronics in the downhole equipment presents an opportunity to actively control the milling process to optimize rate of penetration and implement additional protections to reduce operational risk. We describe a robotic toolstring that automatically and independently controls a wireline tractor using real-time feedback from a milling cartridge and other on-board sensors. Embedded control algorithms implement intuitive workflows

процесс фрезерования путем регулирования скорости проходки и использования дополнительных средств защиты оборудования для снижения эксплуатационных рисков. В статье представлена роботизированная компоновка, которая автоматически управляет скважинным трактором, используя данные, в реальном времени поступающие от фрезерного модуля и других датчиков. Встроенные алгоритмы управления, реализованные благодаря совместному опыту нескольких экспертов по внутрискважинным работам, делают процесс фрезерования интуитивно понятным.

Автоматизированная система фрезерования на кабеле позволяет начать работу, внося определенные параметры фрезерования. Затем можно в режиме реального времени отслеживать процесс фрезерования, в то время как роботизированный забойный инструмент автоматически регулирует вес на долоте и управляет забойным двигателем. Новая автоматизированная забойная система управления значительно облегчает контроль крутящего момента и веса на фрезе, обеспечивая превосходную производительность благодаря высокой скорости проходки и простоте использования. Автоматическое изменение нагрузки на фрез осуществляется благодаря высокоскоростной распределенной системе управления, передающей на фрез максимальный крутящий момент на всем диапазоне скоростей, который определяется по кривой мощности двигателя. Толкающее усилие скважинного трактора практически мгновенно регулируется с каждым изменением условий фрезерования. Быстрое реагирование наряду с программными решениями для отслеживания предпосылок заклинивания двигателя и ограничителем крутящего момента значительно снижает вероятность заклинивания при прохождении фреза через сложные участки скважины. Данная технология позволяет минимизировать прямое участие бурильщика по сравнению с предыдущим поколением инструмента. Это реализовано благодаря функции предотвращения заклинивания и функции автоматического повторного включения забойного двигателя в случае случайного скачка крутящего момента. Еще одним фактором, который положительно влияет на производительность и стабильность работы компоновки, является стабилизация напряжения. Также в технологии предусмотрены такие меры безопасности, как защита от перекручивания кабеля и защита от перегрева и перегрузки по току.

Инновационные решения в конструктивном исполнении автоматизированной системы фрезерования повышают эффективность компоновки и степень ее автономности, а также минимизируют влияние человеческого фактора и снижают риск заклинивания. В статье также представлено описание успешно выполненных полевых работ и испытаний с использованием данной компоновки.

#### **Стимуляция и промывка скважин с использованием импульсного инструмента**

*Джек Колле, Oil States Energy Services – подразделение Tempress*

Импульсы гидравлического удара генерируются, когда поток жидкости в колонне прерывается за промежуток времени, который намного короче, чем длительность импульса. Внутрискважинный инструмент для создания

derived from the combined experience of multiple experts in well intervention.

With this automated wireline milling system, the user can initiate the milling process by defining certain milling parameters and then can monitor progress in real time while the downhole robotic tool regulates weight on bit and the milling motor. This new automated downhole control system significantly improves torque-on-bit and weight-on-bit controls yielding superior performance, such as rate of penetration and usability. Dynamic load conditions are handled in a high-speed distributed control loop downhole to get most of bit torque capacity across the entire speed range defined by the motor power curve. Tractor push force is adjusted quasi-instantaneously with changes in cutting conditions. Control responsiveness along with software solutions for tracking of motor stall preconditions and a torque limiter greatly reduce the occurrence of motor stalls arising due to the bit wedging in highly reactive targets. With stall avoidance and an automatic backing-off feature to reengage the bit in case of a sporadic torque spike, direct involvement of an operator is significantly minimized compared to the previous tool generation. Head-voltage stabilization is another factor positively impacting the overall power stability and performance of electromechanical tools downhole. Safety features are also in place to prevent cable twisting and protect assets from overcurrent and overtemperature conditions.

The progressive design of the automated milling tool boosts operational efficiency and autonomy, minimizes human mistakes, and reduces risk of getting stuck during the service. Case histories demonstrate the first field jobs and system integration tests performed with this new tool.

#### **Rarefaction Shock Cleanup and Stimulation with a Water Hammer Tool**

*Jack Kolle, Oil States Energy Services – Tempress*

Water hammer shock pulses are generated when the flow in a length of tubing is interrupted in a time that is much shorter than the pulse duration. Water hammer tools used for well intervention incorporate a poppet valve that closes very quickly and a pilot valve that then causes the valve to open so that the flow is stopped periodically. The upstream water hammer shock generates an impulsive mechanical load on the bottom hole assembly (BHA) that can be used for milling or other applications. The intense axial vibration also extends the reach of tubing in long tortuous completions. These tools also generate a significant rarefaction shock downstream of the tool, comprising a sudden drop in pressure that can extend over 100's of meters of wellbore. The rarefaction pulse propagates into the dead volume beneath the tool and upstream into the annulus. The rarefaction shock causes flow to surge into

гидравлических ударов включает в себя тарельчатый клапан, который закрывается с большой скоростью, и импульсный клапан, который затем открывает тарельчатый клапан. Таким образом, происходит мгновенная остановка потока жидкости в колонне. Гидравлический удар вверх по колонне создает импульс механической нагрузки на забойную компоновку, который можно использовать для фрезерования или других процессов. Высокие значения продольной вибрации позволяют обеспечить дохождение забойной компоновки до целевой глубины в самых сложных участках скважины. Также инструмент создает значительное разрежение, направленное вниз по колонне, которое приводит к резкому падению давления на протяжении более 100 м ствола скважины. Импульс разрежения направляется вниз в трубное пространство под инструментом и затем вверх по затрубному пространству. Импульс разрежения вызывает резкое движение потока в пласт и из пласта. Для исследования мощности и длительности этих импульсов были проведены испытания. В статье представлено описание успешно выполненных работ по промывке и стимуляции скважин. Наиболее успешным опытом применения данной технологии является продавка состава для обработки призабойной зоны с последующей импульсной циркуляцией.

#### **Перфорация на депрессии в режиме реального времени в пластах с аномально низким пластовым давлением: опыт применения технологии в нагнетательной скважине в Малайзии**

*Азван Кеонг, Найджел Йонг, Прамудья Джанака, Schlumberger*

Одним из методов поддержания и оптимизации продуктивности скважины в течение всего срока эксплуатации является перфорация на депрессии. После перфорации на репрессии в призабойной зоне пласта появляются участки поврежденной горной породы с низкой проницаемостью перфорационных каналов. Когда гидростатическое давление по стволу скважины в интервале продуктивного пласта поддерживается ниже пластового давления, эти участки мгновенно очищаются при вызове притока из пласта. На шельфе Малайзии перфорация на депрессии проводится не в добывающих скважинах, а в нагнетательных. Целью операции является повышение приемистости скважин. Технология включает в себя оптоволоконную стреляющую головку перфоратора, которая спускается на ГНКТ с оптоволоконным кабелем с системой телеметрии в реальном времени.

Наиболее распространенный и эффективный метод создания депрессии в скважине – это замена раствора перед перфорацией на более легкий. Однако в скважинах с низким пластовым давлением создание депрессии вызывает определенные сложности. В таких скважинах депрессия создается путем закачки азота. Перфорация также выполняется с использованием азотной подушки. После создания депрессии скважина готова к перфорации и применение каких-либо дополнительных растворов не требуется.

На шельфовом месторождении в Малайзии перфорация в нагнетательных скважинах проводилась на репрессии, поскольку целью работ было повышение приемистости, а не добычи. Однако приемистость этих скважин быстро

and out of the formation. The extent and duration of these pulses has been observed in surface tests. Case histories of well cleaning and stimulation applications are described. Best practices for operation include squeezing treatment fluids into the formation followed by flow circulation to shock surge the completions.

#### **Real-Time Underbalance Perforating in Subhydrostatic Reservoir Improves Long-Term Well Performance: A Case Study of Well Injector in Malaysia**

*Azwan Keong, Nigel Yong, Pramudya Djanaka, Schlumberger*

One method of sustaining and optimizing a well through its lifetime is underbalance perforating. When hydrostatic pressure inside the wellbore at the zone of interest is kept at less than the expected reservoir pressure, the damaged and crushed zones across the critical matrix at the reservoir that cause low permeability in the perforation tunnels will be immediately cleaned up as soon as communication to the reservoir is established upon perforating. In an operation offshore Malaysia, underbalance perforating was performed in injection wells, rather than producing wells, to optimize injection rates. The operation employed a fiber-optic firing head deployed on a fiber-optic coiled tubing (CT) real-time telemetry system.

The most common and effective method to achieve underbalance is displacing the well to a lighter fluid, less than the water gradient, prior to perforating. Subhydrostatic wells with low bottomhole reservoir pressure pose challenges to achieving the underbalance state. For these wells, well fluids must be removed via nitrogen displacement and the completion perforated with a nitrogen cushion. After underbalance is reached, the well is ideally ready to be perforated as it is, without introduction of additional fluids.

In the offshore Malaysia field, water injector wells had been perforated overbalance because the objective of the wells was injection and not production. However, the injection rate of these water injectors started to decline below the optimum design rate only after a short period, thus affecting the production rate of the neighboring oil and gas producers. Two pilot wells were designed to be perforated underbalance, achieving immediate cleanup after firing. The challenge was to perform an underbalance perforation in a low-pressure, depleted reservoir, using nitrogen as a displacement fluid. After this condition was fulfilled with a 500-psi differential, the well was to be perforated without any liquid introduction to activate the guns, which restricted the use of pressure- and ball-activated firing heads.

The fiber-optic-enabled firing head deployed on CT with real-time telemetry system is considered

снижалась ниже оптимального уровня, что приводило к снижению продуктивности соседних добывающих нефтяных и газовых скважин. Для испытания технологии перфорации на депрессии с мгновенной очисткой после отстреливания были выбраны две скважины с низким пластовым давлением. Была поставлена задача провести перфорацию в этих скважинах, используя для создания депрессии закачку азота. В скважине была достигнута депрессия в 35 атм. Активацию перфораторов было необходимо провести без использования гидравлического канала связи или сброса шаров.

Для решения данной задачи в скважину на ГНКТ с оптоволоконным кабелем был спущен перфоратор со стреляющей головкой, с механизмом активации по оптоволоконному каналу связи. Активация стреляющей головки осуществляется с помощью оптического сигнала, который мгновенно передается на заданную глубину по оптоволоконному кабелю без необходимости использования скважинной жидкости. Данная технология также сокращает длительность операции, поскольку создание депрессии, перфорация и вызов притока производятся за одну СПО гибкой трубы, что приводит к сокращению операционных затрат. После ввода двух нагнетательных скважин в эксплуатацию приемистость вышла на оптимальный уровень. Это позволило повысить уровень добычи по всему месторождению. Таким образом, перфорация на депрессии с системой управления в режиме реального времени может не только повышать продуктивность добывающих скважин, но и оптимизировать приемистость нагнетательных скважин, что позволяет продлить срок разработки месторождения.

### **Внутрискважинные работы в Каспийском море по переводу скважины с нижележащего пласта на вышележащий**

*Фарид Хадияман, Самир Моллаев, Ниджат Гусейнзаде, Зия Валиев, Джесси Грасиа, Жанин Гальван Амая, ВР; Джефф Фулкс, BiSN; Халид Рагимов, Луис Пинеро, Ситора Рузметова, Baker Hughes GE*

Работа по переводу добывающей скважины с нижнего пласта на верхний заключается в изоляции нижележащего интервала и последующей перфорации вышележащего. Существует несколько технологий изоляции нижележащего пласта. В скважинах в Каспийском море изоляция осуществляется путем установки мостовой пробки. Однако, по статистике, операции по установке пробок в различных скважинных условиях не всегда успешно выполняют поставленные задачи по изоляции нижележащего интервала. Также при установке цементных пробок существует ограничение по минимальному интервалу между глубиной подъема цемента и зоной перфорации. Таким образом, в регионе Каспийского моря возникла потребность в новой технологии изоляции нижележащих интервалов. Для решения этой задачи была представлена новая технология установки пробки с использованием системы «металл – металл». При переводе скважины с нижележащего интервала на вышележащий технология перфорации на канате или на НКТ не является приемлемой. Поэтому, исходя из соображений безопасности работ и экономической эффективности, для данной скважины была выбрана новая технология перфорации. Перфорация

the most efficient intervention approach to overcome the challenges set. The new firing head will allow the perforating command to be given through an optical signal instantaneously at depth with no disturbance to the well fluid dynamics. This technique will also optimize an online rig operation where displacement, perforation, and nitrogen lift contingency can be performed in one CT run, hence reducing operating costs. Since the initial startup of the two pilot wells, the injection rates of the wells are at optimum, and the performance gained from the two wells has increased overall production in the field. Real-time underbalance perforating is thus seen as the way forward not only to enhance producing wells, but also to boost injectors as well, prolonging the life of an offshore oilfield.

### **Application of Thru Tubing Technologies in the Caspian Sea Uphole Recompletion**

*Farid Hadiaman, Samir Mollayev, Nijat Huseynzade, Ziya Valiyev, Jesse Gracia, Jeanine Galvan Amaya, ВР; Jeff Fulks, BiSN; Khalid Rabimov, Luis Pinero, Sitora Ruzmetova, Baker Hughes GE*

Thru-tubing uphole re-completion is a workover technique aiming to re-complete the existing wellbore by abandoning the lower producing zone and subsequently perforate upper layer. There are various techniques used to abandon the lower zone worldwide. Specific to Caspian Sea development, the abandonment will only be required to set an isolation plug. However, statistically speaking, success ratio of lower zone abandonment, is quite low using current plugs set in different condition of completion. In addition, the risk of deploying balance cement plug also presents significant challenge due to interval limitation between top of the cement and new perforation interval. It is deemed necessary to find a fit-for purpose solution that provides a solution to the Caspian Sea environment plug and abandonment strategy. A new plug technology, metal to metal system, was introduced to provide assurance isolating the lower zone prior to perforating new upper zone. Subsequently, a wireline deployed or pipe (tubing) conveyed perforation is not an attractive solution to thru-tubing up-hole recompletion technique. A new technology to perforate lively is selected from safety and economic point of view for this specific well. The perforation was done in underbalance condition with intelligent coiled tubing. The uphole re-completion (well delivery) performance was more attractive than other conventional uphole re-completion techniques. This paper will elaborate the success of recompletion techniques by deploying multiple new technologies in the Caspian Sea.

была проведена в условиях депрессии с использованием интеллектуальной системы ГНКТ. Уровень добычи скважины оказался более высоким по сравнению со скважинами, где работы производились с помощью стандартных методов. В статье представлено описание успешно выполненных работ по переводу скважин с нижележащего пласта на вышележащий с использованием различных новых технологий.

### **Планирование, выполнение, оптимизация и результаты ловильных работ с использованием комплекса спуско-подъемного оборудования в скважинах с сероводородом для национальной нефтяной компании на Ближнем Востоке**

*Альберт Дональдсон, Halliburton; Хайтам Аль-Майян, Kuwait Oil Company*

В данной статье описаны процессы планирования, выполнения и оптимизации, а также результаты ловильных работ с использованием комплекса спуско-подъемного оборудования в скважинах с сероводородом для национальной нефтяной компании на Ближнем Востоке. В статье представлен превентор для работ по извлечению инструментов, спускаемых на ГНКТ и кабеле, а также для работ по фрезерованию. Также представлен план ликвидации аварий, под который был произведен подбор превентора. В статье подробно описаны осложнения, возникшие во время выполнения работ, а также методы их решения. Также в статье обсуждаются ключевые показатели, которые повысили эффективность работ. В дополнение в статье представлены проблемы с состоянием скважин, а также желаемые и фактические результаты работ, выполненных на момент написания статьи.

### **Секция 2. Сбор и анализ данных при проведении внутрискважинных работ**

*Исторически сложилось, что любой новый метод сбора данных с забойного и устьевого оборудования повышает эффективность на каждой стадии внутрискважинных работ – от подбора скважины-кандидата до самой работы и анализа данных. В данной секции рассматриваются вопросы оптимизации сбора данных и моделей их интерпретации для повышения эффективности работ и снижения операционных рисков.*

#### **Компоновка одноразового действия для исследования профиля притока**

*Ф.Х. Тэд Бостик, Дэн Пуркис, Кевин Роуз, Даг Хичкок, Well-SENSE Technology Ltd*

В статье представлен инновационный метод спуска оптоволоконного кабеля для сбора данных FiberLine Intervention (FLI), который позволяет сократить затраты на выполнение работ. На сегодняшний день технология FLI позволяет сократить затраты на спуск оптоволоконного кабеля для сбора информации с распределенных датчиков – распределенное измерение температуры (DTS) и акустических колебаний (DAS). Такой «пассивный» режим

### **Results from a Multi-Well Fishing Campaign using a Snubbing Unit on Pressurized HS Wells for a NOC in the Middle East**

*Albert Donaldson, Halliburton; Haimam Al-Mayyan, Kuwait Oil Company*

This paper describes the planning, execution, improvements, and results from a multi-well fishing campaign using a snubbing unit on pressurized H<sub>2</sub>S wells for a national oil company (NOC) in the Middle East. A suitable blow out preventer (BOP) stack is shown for fishing coiled tubing, wireline tools, and milling along with the contingencies considered and how these were incorporated into the design of the stack. The challenges encountered during the execution phase are explained along with the solutions implemented. The key performance indicators used and how these improved the operational efficiency during the campaign are discussed. The well problems, desired results, and actual results of the interventions on the wells completed to date are shown.

### **Session 2. Data Enhanced Interventions and Diagnostics**

*Historical and new means of gathering subsurface and surface equipment data can be used to improve interventions in each stage of a job, from candidate selection through operational implementation and post-job analysis. This session will examine the benefits of increased data collection and enhanced interpretation models to deliver better intervention outcomes and reduce operational risks.*

#### **Disposable Intervention Tool for Production Logging**

*F. X. Tad Bostick, Dan Purkis, Craig Feberty, Kevin Rose, Doug Hitchcock, Well-SENSE Technology Ltd*

Fiber optics can be readily introduced into wells to gather data at very low cost by using a novel, disposable deployment method called FiberLine Intervention (FLI). To date, FLI technology has been used to cost-effectively install bare optical fiber in wellbores to collect distributed sensing data, such as distributed temperature sensing (DTS) and distributed acoustic sensing (DAS). In this 'passive' sensing mode a variety of applications have been demonstrated, for example, cement assurance, leak detection, injection monitoring and vertical seismic profiling.

The FLI technology has now been expanded to include "active" elements which provide additional, discrete, electronic sensing functions



**VI МЕЖДУНАРОДНАЯ (XIV ВСЕРОССИЙСКАЯ) НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ  
КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЕПРОМЫСЛОВАЯ ХИМИЯ»  
состоится 27 июня 2019 года в Российском государственном университете  
нефти и газа (национальном исследовательском университете) имени  
И.М. Губкина, по адресу: г. Москва, Ленинский проспект, д. 65/1**

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

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

**ТЕМАТИКА КОНФЕРЕНЦИИ:**

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



Адрес оргкомитета конференции:

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

E-mail: npch@gubkin.ru

сбора данных находит широкое применение для проверки качества цемента, определения зон утечек, определения профиля приемистости, а также вертикального сейсмического профилирования.

Сейчас технология FLI включает в себя «активные» компоненты, которые позволяют получать дополнительную точную информацию с электронных датчиков в интервале отбираемой пробы. Эта функция позволяет комбинировать технологии сбора данных с точечных и распределенных датчиков для получения более детальной информации о скважине. Также данная функция позволяет расширить спектр применения технологии снятия профиля притока для оценки продуктивности скважины и пласта, а также оценки эффективности компоновки заканчивания.

Для спуска компоновки FLI в скважину необходимо на устье поместить зонд в маленькое устройство запуска под давлением, которое сбрасывает зонд. Затем зонд соединяется с оптоволоконным кабелем в скважине. Благодаря разработке «активных» компонентов сейчас технология FLI позволяет устанавливать на зонд низкотаратный комплекс таких элементов, как датчик давления, датчик температуры и датчик локатора муфт. Данные с датчиков передаются в режиме реального времени по оптоволоконному кабелю в компактный устьевой комплекс сбора данных. После сбора необходимой информации, который может длиться от нескольких часов до нескольких суток, зонд и оптоволокно можно оставить в скважине.

Активные датчики собирают информацию во время спуска зонда в скважину, а также после достижения им целевой глубины. При необходимости возможна деактивация точечных датчиков, и этот же комплекс может быть использован для получения информации с распределенных датчиков. В альтернативной опции возможен спуск двух оптоволоконных кабелей, которые позволяют одновременно получать информацию как с точечных, так и с распределенных датчиков.

В данной статье описана «активная» технология FLI, а также представлены данные с опытно-промышленных испытаний на месторождении. Данное техническое решение позволяет оставлять инструменты в скважине, что сокращает затраты и минимизирует риски, а также позволяет получать необходимую информацию о скважине во время добычи, нагнетания и остановки.

### **Вертикальное сейсмическое профилирование с использованием распределенных акустических датчиков на ГНКТ**

*Андреас Эллмауталер, Уильям Паласьос, Мишель Леблан, Марк Уиллис, Джордж Нэно, Halliburton*

Профилирование с использованием распределенных акустических датчиков (DAS) это быстро развивающаяся оптоволоконная технология для проверки качества цемента, оценки эффективности перфорации и стимуляции интервалов, а также определения профиля притока. В последнее время данная технология используется для проведения вертикального сейсмического профилирования (VSP). Данные VSP используются для определения скоростной модели, которая используется при построении сейсмических изображений для оценки пласта или при сейсмическом мониторинге гидроразрыва

from within the deployed probe. This capability enables the combination of single point data with distributed sensing information to provide enhanced well intelligence and assist with a wider variety of production logging applications, including evaluating well and reservoir performance and completion effectiveness.

To deploy FLI, the probe is configured on the wellhead in a small, pressure containing launcher. This releases the probe which free-falls downhole laying the fiber into the well. Following the development of "Active FLI", the probe can now be configured to house a suite of low cost, expendable electronic sensors such as a pressure gauge, a temperature sensor and a casing collar locator (CCL). The fiber transmits the digitized sensor data – in real time – to a miniature surface data acquisition system. Following completion of sensing and monitoring operations, which typically last several hours to a few days, the probe and fiber are then disposed of in the well.

The active electronic sensors collect data during the probe's descent into the well and can continue with ongoing monitoring when the tool reaches its final depth. The sensors can be deactivated on demand and the same fiber can then be utilized for distributed sensing. Alternatively, two fibers can be deployed allowing for the simultaneous collection of single-point data and ongoing distributed sensing throughout the wellbore.

Active FLI technology will be described in this paper and data from a representative field trial will be presented. The solution remains disposable, thereby resulting in a low cost, low risk and minimal impact method for obtaining key wellbore information during shut in, production and injection operations.

### **Vertical Seismic Profiling via Coiled Tubing-Conveyed Distributed Acoustic Sensing**

*Andreas Ellmauthaler, William Palacios, Michel LeBlanc, Mark Willis, George Knapo, Halliburton*

Distributed acoustic sensing (DAS) is a rapidly evolving fiber optic technology for monitoring cement curing, perforation performance, stimulation efficiency, and production flow and, more recently, for performing vertical seismic profiling (VSP). VSP data can be acquired and processed to determine velocity models that are used in surface seismic imaging for reservoir characterization, or for microseismic monitoring of hydraulic fracturing operations. The limitation of conventional VSP data acquisition has been well accessibility, with wireline-conveyed tools deployed during openhole or casedhole logging campaigns before well completion or during workovers. Fiber optic cable conveyance by coiled tubing (CT) expands the opportunity for VSP data acquisition during planned CT interventions. This paper presents an example of a CT DAS VSP

пласта. Основным ограничением стандартной технологии VSP являются осложнения при доведении до забоя инструментов, спускаемых на кабеле в открытый или зацементированный ствол перед заканчиванием скважины или во время КРС. Спуск на ГНКТ с оптоволоконным кабелем позволяет решить данную проблему. В данной статье описан пример использования распределенных акустических датчиков для выполнения вертикального сейсмического профилирования на ГНКТ. Показаны процессы обработки данных и борьбы с такими шумовыми помехами, как сильные акустические волны в колонне, которые вызываются операциями на устье скважины. В статье описан опыт привязки глубины по данным сейсморазведки и данным совмещенных изображений, полученных с помощью такой технологии. Таким образом, показана эффективность использования ГНКТ с оптоволоконным кабелем для получения данных с распределенных акустических датчиков для выполнения вертикального сейсмического профилирования.

**Сбор данных с использованием канатной техники: опыт установки и извлечения коронных пробок внутри фонтанной арматуры**

*Ф.М. Хини, К. Смит, Halliburton*

Увеличение объема работ на глубоководном шельфе приводит к тому, что при выборе подрядчика экономическая эффективность нефтесервисных услуг выходит на первый план, особенно в условиях все более сложной конъюнктуры рынка. Одной из основных операций при выполнении внутрискважинных работ на глубоководном шельфе с горизонтальной фонтанной арматурой является извлечение так называемой коронной пробки, которая служит для сдерживания давления системы заканчивания скважины внутри подводной фонтанной арматуры. Неправильное планирование данной операции может привести к серьезным последствиям. Из-за высоких рисков при выполнении данной операции большинство компаний-операторов составляют программу работ из двух частей – основной план работ и план работ в случае аварий. Это позволяет снизить риски при извлечении коронной пробки. Хотя основной задачей является извлечение коронной пробки, также во внимание необходимо принимать, что для согласования с заказчиком необходимо доказать экономическую эффективность работ.

Разработка технологии сбора данных с использованием канатной техники (технологии DSL) позволила проводить сбор устьевых данных во время извлечения и установки пробок. Технология обеспечивает снижение рисков аварии во время наиболее важного этапа работ. В статье представлен опыт применения датчиков технологии DSL с передачей данных в реальном времени по радиочастотному каналу связи при установке коронных пробок в подводную арматуру с использованием ясов на глубоководном шельфе Мексиканского залива. Технология была ранее описана в статье Heaney и др. (2018). На данный момент на рынке представлено два бренда коронных пробок. Процедура извлечения пробок одинакова, однако в процедурах установки есть различия. Также каждая пробка имеет свою уникальную цифровую подпись в системе сбора устьевых данных.

Кроме того, технология DSL совместима с такой

acquisition. The processing steps are shown to overcome some of the noise challenges inherent in CT DAS data, such as persistently strong borehole tube waves induced from the surface operations activities. A case study is shown for the depth tie between surface seismic data and the CT DAS VSP derived corridor stack image, demonstrating the viability of CT deployed fiber to acquire DAS VSP data.

**Digital Slickline: Case Studies Setting and Pulling Crown Plugs**

*F. M. Heaney, C. Smith, Halliburton*

As the scope of deepwater operations increases, the need for cost-effective well servicing is paramount, particularly because of the continued challenges associated with current volatile commodity pricing. One of the first requirements on any subsea deepwater intervention with a horizontal wellhead production tree is pulling the subsea horizontal tree isolation lock mandrel plugs, commonly referred to wellhead or crown plugs. This can be a "show stopper" event if not planned correctly. Because of the critical nature of this action, the majority of operators follow a two-prong approach, with a primary plan of action and a contingency procedure, to help ensure barrier removal proceeds as planned. Although successful removal of the crown plugs is the principal concern, it needs to be completed cost-effectively for the intervention to obtain approval.

The advent of digital slickline (DSL) allows surface readout (SRO) monitoring during the removal and installation of these barriers to provide an increased level of confidence during this important phase of the operation. This paper outlines case studies of the real-time sensors available with the RF communication DSL system that was highlighted previously (Heaney et al. 2018) for pulling and setting these wellhead or crown plugs in deepwater Gulf of Mexico interventions using the traditional jarring approach. Two brands of crown plugs are available on the market, and although both pull the same, there is a difference in the installation procedure and each plug or lock has a unique SRO digital signature.

Additionally, the straight pull battery operated extended-stroke downhole power unit highlighted in McDaniel et al. (2008), Clemens et al. (2014), and Babin et al. (2015) offers a cost-effective contingency that can be deployed on the small-footprint DSL unit. This setup allows starting the operation using the traditional jarring approach, and if required because of high hydrostatic forces, the operation can easily move to a straight pull contingency without rigging down the DSL unit for maximized wellsite efficiency.

New developments as the downhole power generator was ported to DSL are discussed,

низкозатратной технологией для альтернативного плана работ, как освобождение скважинных инструментов натяжением с использованием силовой установки DPU, описанной в статьях McDaniel и др. (2008), Clemens и др. (2014) и Vabin и др. (2015). Технология позволяет использовать стандартный метод с ясом. В условиях высоких гидростатических давлений возможен переход на альтернативную технологию освобождения скважинных инструментов натяжением. В этом случае демонтаж установки DSL не требуется, что повышает эффективность работ.

В технологию сбора данных с использованием канатной техники были перенесены такие новые разработки, как забойный генератор энергии. Благодаря этому появилась возможность управления двигателем и сбора устьевых данных в реальном времени. Ранее эти функции были представлены только в автономном варианте. Для повышения эффективности в компоновку был включен забойный якорь, который можно спускать вместе с забойным генератором энергии. Это позволяет выполнять работы в новых фонтанных арматурах, где нет стопорного кольца. Для работы на большой глубине тяговое усилие забойного генератора энергии типоразмера 91,2 мм было увеличено до 36 т.

#### **Новый подход к промывке скважин на кабеле**

*Пьер-Оливье Гурман, Кайл Визенборн, Гоча Чочуа, Schlumberger*

Новая система промывки скважин на кабеле позволяет улавливать широкий спектр различных типов шлама. Уникальные преимущества и эффективность системы показаны путем моделирования и испытания системы в контролируемых условиях.

Технология промывки скважин на кабеле использует метод создания локальной циркуляции на забое для улавливания шлама в вакуумные желонки. Проблемы с традиционными системами промывки на кабеле связаны с необходимостью непрерывно улавливать и отделять шлам различного типа, включая мелкие и связанные частицы. Новая технология промывки на кабеле оптимизирует предыдущую технологию путем решения конкретных проблем при работе с каждым типом шлама. Повышение эффективности обеспечивается за счет использования винтового насоса кавитационного типа для создания большого двунаправленного давления всасывания, а также за счет модульной конфигурации желонки с фильтрами потока для максимальной эффективности промывки.

Чтобы продемонстрировать преимущества применения насоса кавитационного типа для промывки от шлама, его производительность сравнивается с центробежным насосом. В преимущества входит возможность обратной циркуляции для освобождения прихваченной компоновки в участках скважины с большим скоплением шлама. Анализ данного типа насоса включает анализ процесса всасывания для оценки эффективности модульной желонки. Для определения потерей давления и профиля скопления шлама на желонках с фильтрами используется гидродинамическое моделирование. В статье представлены результаты испытания системы для подтверждения данных моделирования. Показана эффективность новой системы промывки для широкого спектра различных типов шлама.

notably on- command motor controls and SRO, which was traditionally only available in memory. A downhole anchor was added to the toolbox, which can be run in combination with the downhole power generator to expand effectiveness, as new production trees might not allow for a no-go landing shoulder. To address the increased water depths, the 3.59-in. extended-stroke downhole power generator was upgraded to 80,000 lbf pulling force.

#### **A Novel Approach to Wireline Debris Removal**

*Pierre-Olivier Gourmelon, Kyle Wiesenborn, Gocha Chochua, Schlumberger*

A new type of wireline-powered debris removal system that efficiently captures and retains a wide variety of wellbore debris types is presented. The system's unique benefits and performance are demonstrated through modeling and testing in controlled conditions.

Wireline-powered debris removal technology uses localized fluid circulation generated downhole to vacuum debris into bailers for capture. Challenges with conventional systems are related to the ability to continuously mobilize and separate a variety of debris including fine particulates and cohesive debris-binder mixtures. The new wireline debris removal system improves on previous technology by addressing the specific challenges of each of the debris types. This performance improvement is enabled by using a progressing cavity pump (PCP) to create powerful bidirectional suction pressure and a staged bailer configuration with parallel flow filters for maximum fill efficiency.

Pump performance is compared analytically for a centrifugal pump and a PCP to demonstrate the benefits of the PCP for debris collection applications. These benefits include reverse pumping ability for unsticking the toolstring when operating in debris-filled wellbores. This pump analysis defines a suction pressure budget, which is used to analyze the performance and capabilities of the staged bailer system. The pressure losses and debris accumulation profile of the new top-fed parallel flow filter bailers is determined by using fluid dynamics models. Results of an extensive testing campaign are presented to validate model results. Actual collection performance is presented for a wide variety of debris types using the new debris removal system.

The new wireline debris removal system's use of a PCP to generate the necessary vacuum and provide bidirectional capabilities for operational flexibility in combination with maximum debris recovery provided by staged bailers with parallel flow filters will bring new efficiencies and reliability to intervention operations.

Новая система использует винтовой насос кавитационного типа для создания вакуума и двунаправленного всасывания. Применение такого насоса вместе с модульными желонками с параллельными фильтрами обеспечивает маневренность при выполнении работ и максимально эффективную и надежную очистку ствола скважины.

### **Новый подход к оценке качества цемента с использованием пассивных акустических методов позволяет определить не наличие и состояние цемента, а утечки флюидов**

*Дункан Труп, Archer*

Цемент в скважине предназначен для предотвращения любого движения флюидов по стволу скважины. Движение флюидов создает акустические волны, которые обнаруживаются чувствительным датчиком. В данной статье представлено описание испытаний и полевого применения нового акустического инструмента, а также его преимущества для обнаружения даже самых незначительных утечек.

Традиционные методы оценки качества цемента основываются на оценке состояния цементного камня путем определения его наличия за обсадной колонной или хвостовиком. Однако даже если акустический каротаж подтвердил хорошее качество цементного камня, есть множество примеров, когда зацементированное кольцевое пространство в течение длительного времени оказывает давление на устье – индикатор наличия движения флюидов из водоносного горизонта. В таких случаях движение даже небольшого объема жидкости создает акустическую волну, обнаружение которой позволит определить ненадлежащее качество цемента.

Для моделирования реальных скважинных условий потока флюидов были использованы испытательные камеры. В качестве сценариев были выбраны: открытый ствол, один малый канал, микрозазор между обсадной колонной и цементным камнем, а также цемент, качество которого было признано хорошим с использованием стандартных методов. Герметичность зацементированного кольцевого пространства была испытана жидкостью и газом на разных расходах и дифференциальных давлениях для наиболее реалистичного моделирования скважинных условий. При испытании жидкостью утечки были обнаружены при расходе 0,03 литра в минуту, в то время как миграция газа была обнаружена даже при очень низком перепаде давления. Последний случай является важным для скважин, которые планируется ликвидировать, поскольку даже медленное повышение давления в кольцевом пространстве в таких скважинах недопустимо. Затем были проведены акустические исследования на 8 скважинах со спущенной НКТ для определения источника заколонных перетоков. Новая технология позволила определить участки миграции газа в каждой из скважин. Это дало возможность провести детальное планирование работ до монтажа устьевого оборудования.

Анализ качества цемента с точки зрения абсолютной герметичности, в отличие от традиционного подхода к исследованию состояния цемента, позволяет проводить точную оценку качества цементного камня. Данная технология будет особенно полезна при полной

### **A New Approach To Cement Evaluation Using Passive Acoustic Methods Directly Analyses The Performance Of The Barrier By Detecting Leakage Rather Than Its Physical Presence And Apparent Condition**

*Duncan Troup, Archer*

A cement barrier in an oil well is intended to prevent any movement of fluid along the wellbore. If there is movement of fluid, acoustic energy will be produced and may be detected by a suitably sensitive sensor. This paper describes the controlled testing and real world application of a new passive acoustic tool and the benefits it brings to evaluation of even very small fluid migration issues.

Traditional methods of cement analysis rely on evaluating the placement and condition of a cement barrier, which may confirm the presence of cement behind the casing or liner. There are innumerable examples of cemented annuli that exhibit sustained annular pressure at surface – an indication of fluid migration from a charging source downhole – despite a good cement condition log having been acquired. In such cases there will be acoustic energy generated by the movement of even small amounts of fluid, the presence of which may be used to indicate a failure of performance of the cement.

A number of test cells were used to recreate realistic downhole scenarios of fluid flow, the cases including free-pipe, a single small channel, an exterior micro-annulus and "good" cement. The sealing performance of the annular barrier was tested against both gas and liquid over a range of flowrates and pressure differentials to best simulate the downhole environment. Reliable detection of annular flow at rates as low as 0.03 litres per minutes was recorded for liquid, while gas migration was detectable even at very low differential pressure. The latter case is of great interest in wells planned for permanent abandonment where even slow annular pressure build-ups are unacceptable. A logging campaign covering 8 wells was subsequently performed; rig-less and with production tubing still in place; to identify the source of B-annulus charging. The new technique was able to successfully identify areas of gas migration in each of the wells allowing detailed planning to be conducted prior to bringing in a rig.

The analysis of cement from the perspective of absolute performance as opposed to the traditional approach investigating the condition allows very detailed analysis of well barriers. This is especially useful in operations for permanent abandonment of wells where any leakage is unacceptable. The ability to map the fluid migration from source to surface is a powerful tool in the efficient design of remediation programs.

ликвидации скважин, где утечки недопустимы. Возможность обнаруживать перетоки от источника к поверхности является мощным инструментом для эффективного планирования работ по изоляции утечек.

### Секция 3. Разработка и эксплуатация гибких труб, решение технических проблем

*Эксплуатация скважин и оптимизация процесса добычи требует все большего внимания к надежности внутрискважинных работ и успешному решению поставленных задач. Для широкого спектра сложных скважинных условий необходимо разрабатывать более эффективные материалы и оборудование. В данной секции рассматриваются вопросы разработки продуктов и услуг для проведения безопасных и эффективных внутрискважинных работ.*

#### Повышение надежности ГНКТ: усовершенствованное локальное покрытие для сварных швов ГНКТ

*Кевин Эллиотт, Дейл Клинк, Седрик Уильямс, Юньхао Ли, Иезекииль Арриага, NOV Quality Tubing*

Точечная коррозия на внутренней поверхности ГНКТ приводит к авариям с ГНКТ во всех регионах. Особенно это касается нестандартных операций в Северной Америке. Локальное покрытие, которое наносится на сварной шов, разработано для защиты наиболее уязвимых участков колонны ГНКТ от коррозии. В данной статье описан процесс разработки покрытия, а также первый опыт применения ГНКТ с данным покрытием.

В процессе производства ГНКТ сталь пластически деформируется. Гибкая труба также многократно подвергается пластической деформации в процессе эксплуатации. Применяемые покрытия не оказывают должного эффекта на срок эксплуатации ГНКТ из-за недостаточного сцепления с поверхностью трубы.

После того как было принято решение о разработке локализованного покрытия, был разработан план испытаний различных версий покрытия. Испытание проводилось для различных материалов покрытия и различных технологий его нанесения. Первоначальный план испытаний подразумевал проверку сцепления покрытия с поверхностью трубы, а также оценку кислотостойкости с целью подбора методологии разработки рабочего прототипа.

В статье представлены результаты испытаний, которые были использованы для производства рабочего прототипа. В качестве наилучшего метода нанесения локального покрытия был выбран метод нанесения покрытия осаждением из паров (PVD). Данный метод подразумевает физическое осаждение материала покрытия в результате испарения в вакуумной камере. Однако ГНКТ является длинномерной трубой, для которой невозможно использование вакуумной камеры. Это привело к разработке первой в своем роде вакуумной камеры, которая не полностью закрывает трубу.

Рабочий прототип был успешно нанесен на ГНКТ методом

### Session 3. Coiled Tubing and Pipe Development, Applications and Solutions

*Increasing reliability and delivering successful interventions is required to ensure that well completions and reservoirs are properly maintained and optimized through production. This objective is enhanced by the development of materials and products that provide effective and efficient operations in a range of hostile environments. This session will focus on development to products and services that will deliver safe and successful intervention operations.*

#### Improving Operational Confidence: An Advanced Localized Coating for Coiled Tubing Bias Welds

*Kevin Elliott, Dale Klink, Cedric Williams, Yunbao Li, Ezequiel Arriaga, NOV Quality Tubing*

Pitting corrosion on the tubing ID has caused failures of CT strings in operations across every operating region, with unconventional plays in North America being especially affected. A localized coating that can be applied to the bias weldment has been developed to protect the most susceptible portion of the coiled tubing string from corrosion. This paper will discuss the development process for the coating as well as initial case histories.

Steel is plastically deformed in the manufacturing process to make coiled tubing, and the product is repeatedly plastically deformed in operations. As a result, coatings have historically not been successful with coiled tubing due to insufficient adherence to the tubing, which is the substrate.

Once the decision was made to pursue a localized coating, a test plan was developed to test different iterations of the coating including coating materials and application processes. The initial testing plan included checking for adherence to the substrate as well as resistance to acid with the goal of highlighting a methodology for a working prototype.

The results of the testing plan are provided and were used to determine the path forward to commission a working prototype. Physical Vapor Deposition (PVD) was selected as the best method for application of the local coating. PVD operates by exciting a target within a vacuum chamber, which coats the substrate. Coiled tubing is a continuous product, which prevents the use of a traditional vacuum chamber. This development led to the creation of the first-ever vacuum chamber of its kind – one that does not entirely enclose the product.

The working PVD prototype has been

## Азотные установки для ГНКТ и ГРП

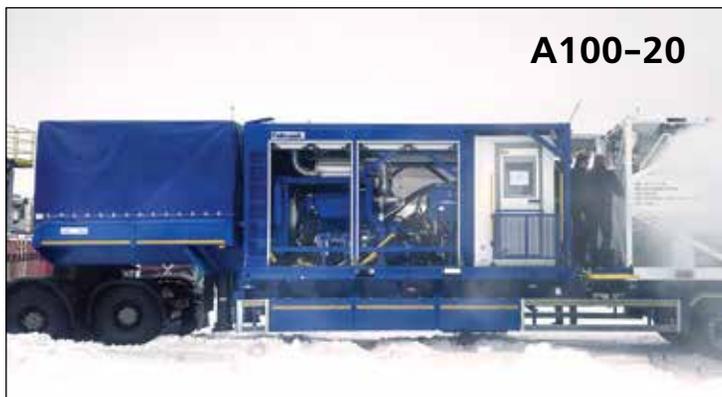
Азотные установки предназначены для безопасного преобразования жидкого азота в газообразное состояние и его закачки в скважину под высоким давлением при работе в составе комплексов ГНКТ и ГРП при проведении ремонтно-восстановительных работ и работ по стимулированию притока на скважинах всех типов. Установки выпускаются в климатическом исполнении У1 по ГОСТ 15150 для эксплуатации при температуре окружающего воздуха от минус 40 °С до плюс 40 °С.



**A100-70**



**AN100**



**A100-20**



**A100-40**



**A100-50**



**A300**

### Технические характеристики

Исполнение	A100-20	A100-40	A100-50 / A100-70	AN100	A300
		полуприцеп специальный	блочное	МЗКТ 10х10 / шасси MAN 8х8	шасси Volvo 8х6
Максимальное рабочее давление, до	105 МПа	105 МПа	105 МПа	70 МПа	105 МПа
Производительность по газообразному азоту, до	85 м <sup>3</sup> /мин	85 м <sup>3</sup> /мин	85 м <sup>3</sup> /мин	40 м <sup>3</sup> /мин	300 м <sup>3</sup> /мин
Чистота газообразного азота	99,9%	99,9%	99,9%	99,9%	99,9%
Объем криогенной емкости	13 м <sup>3</sup>	без емкости	13 м <sup>3</sup>	7,9 м <sup>3</sup>	без емкости
Мощность приводного двигателя	550 л.с.	550 л.с.	550 л.с.	510 л.с.	1050 л.с.
Максимальная производительность НВД жидкостного	—	—	—	1000 л/мин	—
Максимальное давление НВД жидкостного	—	—	—	70 МПа	—

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



# Coiled/tubing Limes

ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА  
ВРЕМЯ ГРП

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



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

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



PVD на заводе в Хьюстоне. В результате были получены тестовые образцы ГНКТ с локальным покрытием на сварных швах. В статье описан первый опыт испытания тестовых ГНКТ в полевых условиях, а также приведены отчеты сервисных компаний.

В данной статье описывается новая технология нанесения покрытий при производстве гибких труб. Первые результаты показывают, что покрытие может значительно повысить эффективность ГНКТ и предотвратить возможные аварии с минимальными затратами для сервисной компании.

### **Технология производства ГНКТ с закалкой с последующим отпуском повышает срок эксплуатации трубы и безопасность работ в скважинах с большим отходом от вертикали на сланцевых месторождениях в США**

*И.И. Гальван, Г. Макклелланд, Э. Гаген, Г. Пиллер, Coil Tubing Partners*

На месторождениях нетрадиционных запасов нефти и газа в США длина горизонтальных участков скважин превышает 3 км. Все более широкое применение ГНКТ большого диаметра (60,3 мм и 66,6 мм) в скважинах с высокими давлениями приводит к потребности в повышении надежности гибких труб. В таких условиях даже поддержание трубы в безопасных рабочих пределах не позволяет избежать сокращения ожидаемого срока службы ГНКТ, что ограничивает возможность спускать инновационные компоновки заканчивания и проводить промывки в длинных скважинах. Это является препятствием для проведения внутрискважинных работ в глубоких скважинах.

В статье представлена статистика проведения работ с ГНКТ в скважинах, где длина горизонтальных участков скважин превышает 3 км. Статистика включает дохождение до забоя, средний срок службы ГНКТ, типичные причины аварий и списания труб.

Производство ГНКТ с повышенными характеристиками надежности, срока службы и дохождения до забоя имеет первостепенное значение для расширения областей применения гибких труб. Добывающие и сервисные компании используют новейшие технологии и современные гибкие трубы, которые могут безопасно работать в сложных скважинных условиях. Последнее технологическое новшество в индустрии производства ГНКТ – это внедрение поточного процесса закалки с отпуском. Данный процесс повышает общий срок службы ГНКТ, обеспечивая более однородную микроструктуру по всей длине, повышенную прочность материала и улучшенные характеристики усталостного износа при изгибе.

Комбинация технологии закалки с отпуском с технологией производства ГНКТ с переменной толщиной стенки позволяет производить уникальные конфигурации ГНКТ с повышенным сроком службы для работы в глубоких скважинах. Гибкие трубы большого диаметра с большей толщиной стенки и большей величиной отношения диаметра к толщине стенки обеспечивают надежную и безопасную эксплуатацию. ГНКТ с большой толщиной стенки находят все большее применение. Самая большая толщина стенки за всю историю отрасли ГНКТ – 7 мм. При этом данные гибкие трубы должны удовлетворять

successfully installed at the manufacturing facility in Houston, and test strings coated locally on the bias welds have been created. The paper will describe the first beta-test strings that have been released to the field and any reported observations from the CT service companies.

This paper describes a new processing technique for the manufacturing of coiled tubing. Initial results show that the coating can dramatically improve operations, especially the prevention of unexpected failures with minimal cost impact to the coiled tubing operator.

### **In-Line Quench and Temper Technology Applied to CT Improves Safety and Reliability in Extended Reach U.S. Shale Operations**

*I. I. Galvan, G. McClelland, E. Gagen, G. Piller, Coil Tubing Partners LLC*

In unconventional resource plays across the United States, lateral well sections are being extended beyond 10,000-ft. The increased application of larger coiled tubing (CT) in 2.375-in and 2.625-in diameter for operations in wells with mid-to-high pressure has pushed the reliability envelope for conventional CT strings. Lower expected life, while the tubing remained within safe working limits, restricted the Operator's completion and clean out options, which acted as a potential barrier to longer lateral intervention.

The performance of CT Interventions in complex extended reach wells with 10,000-ft+ laterals is presented in field case studies detailing extended lateral reach, average service life with statistics at retirement, and common failure modes.

The manufacturing of CT strings with improved reliability, life, and reach capabilities has been paramount to extending the limits of CT applications. Well Operators and Service Companies have embraced newer CT technologies and highly engineered string designs that can perform safely in challenging well conditions. The latest technological innovation in the CT manufacturing industry is the implementation of an in-line quench and temper (Q&T) process. The Q&T process enhances the overall CT life and predictability by producing tubing with more uniform microstructure throughout its entire length, increased material strength, and improved bend fatigue performance.

When the Q&T product is combined with rapid-taper strip technology and iterative CT design methodology, unique CT string configurations can be produced that achieve unprecedented well lateral reach with improved service life. The combination of these factors enables the safe application of CT with greater diameter to wall thickness ratios (D/t) and increased wall thicknesses. Heavy CT walls including 0.276-

требованиям по весу и номинальным давлениям, а также пределам растягивающей нагрузки и усталостной прочности.

Полевой опыт использования ГНКТ, произведенных по технологии закалки с отпуском, показывает, что общая длина проходки таких труб на 40–60% больше по сравнению с трубами стандартной группы прочности. Это уменьшает количество замен ГНКТ, что делает эту технологию экономически эффективным решением для внутрискважинных работ, которое также сокращает временные затраты сервисных компаний.

По мере того как разрабатываются новые технологии горизонтального бурения и заканчивания скважин, производители ГНКТ и сервисные компании будут продолжать внедрять инновационные технологии и предлагать инженерные решения, которые позволят использовать надежные ГНКТ в сложных условиях на самых важных проектах.

### **Быстрое развитие спуско-подъемного оборудования для спуска под давлением позволяет проводить работы в скважинах с подземным фонтанированием и выходом флюида на поверхность**

*Альберт Дональдсон, Виктор Марреро-Рейес, Уильям Скотт, Halliburton; Хаитам Аль-Майян, Kuwait Oil Company*

В статье представлено описание применения противовыбросового превентора и спуско-подъемного оборудования для спуска под давлением на Ближнем Востоке с целью поддержания контроля над скважиной с подземным фонтанированием и выходом флюида на поверхность. В статье представлен график мобилизации, а также процедура интеграции спуско-подъемного оборудования и превентора со скважинным оборудованием для возобновления доступа в фонтанирующую скважину. Статья описывает процедуры и оборудование для обеспечения безопасного монтажа и спуска в скважину. В статье также описывается состояние скважины и действия для обеспечения полного контроля над скважиной. Также представлены изменения изначального плана работ, причины изменений и результаты работ.

Мобилизация, монтаж и испытания были завершены в течение 12 дней после получения наряда-заказа. Над скважиной был полностью восстановлен контроль, и она оставалась в безопасном состоянии в течение еще 14 дней. Первоначальный план постоянно пересматривался и изменялся по мере поступления дополнительной информации во время работ. Первоначальный план состоял в том, чтобы отрезать поврежденную компоновку заканчивания, однако, как описано в статье, этот план не был реализован. Быстрое реагирование персонала и использование спуско-подъемного оборудования для спуска под давлением позволило восстановить контроль за скважиной. Предложенное оборудование позволило обеспечить самое быстрое восстановление контроля над скважиной с подземным фонтанированием и выходом флюида на поверхность.

### **Пусконаладочные работы по вводу в эксплуатацию глубоководного трубопровода с использованием гибкой трубы большого диаметра**

in which is the thickest used historically in CT interventions, are being deployed, all while satisfying weight constraints, pressure ratings, tensional load limits, and fatigue performance requirements.

Actual field operations using this Q&T CT technology have experienced overall increased average running footages of 40–60% compared to conventional grade strings. This performance has resulted in lower CT replacement rates, creating a cost-effective and time-saving solution for well intervention and drilling operations.

As new horizontal drilling and completion technologies are developed and utilized in the industry, CT manufacturers and Service Companies will continue to innovate and provide engineered solutions that enable coiled tubing to be a robust, safe and reliable technology in the toughest environments and on the most critical projects.

### **Rapid Deployment and Use of Snubbing Unit Brings Well with Underground Blowout and Surface Broaching Under Control**

*Albert Donaldson, Victor Marrero-Reyes, William Scott, Halliburton; Haitham Al-Mayyan, Kuwait Oil Company*

This paper describes the mobilization of a snubbing unit and blowout preventer (BOP) stack in the Middle East and their use to enable the control of a well with an underground blowout and surface broaching within a short time. The mobilization timeline is provided, along with details about how the snubbing unit and BOPs were integrated with existing equipment to enable re-entry into the blowout well. The procedures and equipment used to enable a stable rig up and well entry are discussed. The paper also describes the situation within the well and the procedures used to enable control. Changes to the original plan, the reasons for the changes, and the results are also described.

Mobilization, rig up, and testing were completed within 12 days of receiving instructions to proceed. The well was controlled and left in a safe condition within an additional 14 days. The original plan had to be continuously reviewed and modified as more information became available during the snubbing operation. The original plan was to slip and shear the holed completion out of the well under pressure; however, as described in the paper, this plan was not implemented. The rapid deployment and use of the snubbing unit brought control to a deteriorating situation. Snubbing provided the fastest option to gain control of this well with an underground blowout and surface broaching.

### **Deepwater Pipeline Pre-Commissioning Operation Using Large Diameter Coiled Tubing Instead of Standard Downline:**

## вместо стандартного трубопровода: новейшие достижения технологии

*Виниций Родригес, Эдуардо Дельгадо, Адриано Фротте, Halliburton*

На глубоководных месторождениях ввод в эксплуатацию трубопроводов для транспортировки нефти и газа связан с определенными осложнениями. При использовании скважинного оборудования, которое ранее эксплуатировалось только на мелководье, необходимо учитывать гидростатическое давление, оказываемое большой толщиной воды на трубу. При разработке глубоководных месторождений гибкие трубы обеспечивают несколько преимуществ по сравнению с обычными трубами. Учитывая, что трубопроводы имеют длину более 200 км и диаметр более 500 мм, на пусконаладочные работы требуются месяцы непрерывной работы. Следовательно, для сокращения времени и затрат необходимы более высокие скорости потока.

Экономически эффективным и надежным средством для пусконаладочных работ для глубоководного трубопровода оказалась гибкая труба большого диаметра. В некоторых случаях по сравнению с другими трубопроводами для пусконаладочных работ гибкие трубы предоставляют экономически эффективное решение с компактным расположением оборудования.

Чтобы продлить срок службы гибкой трубы, при этом сохраняя ее прочность, были проведены исследования трубы на месте работ и многоцикловые испытания на усталостную прочность. Привлечение многопрофильной бригады позволило сократить персонал на малом судне, отвечая требованиям техники безопасности, охраны труда и окружающей среды. Из-за ограничений по рабочему пространству, а также для уменьшения нагрузки на палубу судна было реализовано компактное расположение оборудования.

Применение стандартного нисходящего трубопровода для пусконаладочных работ существенно влияет на затраты, поскольку в этом случае на трубу необходимо нанести несколько внешних покрытий для обеспечения требуемого сопротивления давлению при сжатии и увеличения диаметра. Большой диаметр требует большего запасного барабана в соответствии с минимальным радиусом изгиба (MBR), что увеличивает площадь расположения оборудования на судне. Сложное производство увеличивает затраты и сроки поставки и делает невозможным проведение ремонтных работ на месте. Однако гибкая труба диаметром 89 мм позволила значительно сократить время работы, уменьшив потери давления на трение и сохранив компактное расположение оборудования на палубе.

В работы по монтажу и эксплуатации были внесены определенные усовершенствования, которые по сравнению с предыдущим аналогичным проектом обеспечили технологическое преимущество и сократили длительность пусконаладочных работ. Из-за суровых погодных условий и ограничений судна на данном проекте гибкую трубу в конечном итоге пришлось извлечь на поверхность. Таким образом, усовершенствования сократили время монтажа и увеличили время для работы, позволяя выполнять несколько спусков трубы даже в течение нескольких коротких периодов хорошей погоды.

Для малого судна очень важным фактором было

## State of the Art of This Technology

*Vinicius Rodrigues, Eduardo Delgado, Adriano Frotte, Halliburton*

Deepwater fields present challenges to the pre-commissioning of the pipelines responsible for transporting oil and gas. Hydrostatic pressure exerted by long water columns to the downline system must be addressed and overcome because it can collapse the downhole equipment that had previously been used only in shallow waters. With the development of deepwater fields, coiled tubing (CT) provides several advantages over regular downlines. Considering that the pipelines are longer than 200 km and larger than 20 in. diameter, months of continuous work are necessary during their pre-commissioning; consequently, higher flow rates are required to reduce time and costs.

Large-bore CT as downline has proven to be a cost-effective and reliable means to access deepwater pipeline pre-commissioning. With reduced layout and costs, as compared to regular downline systems, CT can provide the only economically feasible solution for some scenarios.

To extend CT life without compromising its integrity and the operation, on-site pipe management and high cycle fatigue studies were conducted. A multi-skilled crew also helped to reduce personnel on board for a small vessel application without reducing health, safety, and environment (HSE)/service quality (SQ) levels. Customized and reduced equipment layout was implemented to address deck load and space restrictions.

The use of a regular downline dramatically affects costs because several external layers must be added to provide suitable collapse pressure resistance, increasing its diameter and requiring a larger storage reel in accordance with minimum bending radius (MBR) to avoid damage to the downline, compromising deck layout. Complex manufacturing increases procurement costs and timing, and makes on-site repair capabilities impossible. However, 3.5 in. CT considerably reduced the final operational time, reducing friction pressure losses while maintaining a feasible layout.

Improvements made on rig-up and operational procedures, as compared to previous similar project experience, enhanced technology advantages and reduced the deployment and recovery time needed. Because of vessel limitations with rough weather conditions on this project, the CT eventually had to be recovered to the surface. Consequently, these improvements reduced rigging time and safely extended the operational window, enabling multiple deployments, even within shorter intervals of fair weather.

An optimized deck layout for CT and monoethylene glycol (MEG) collection spreads

оптимальное расположение оборудования ГНКТ и системы сбора моноэтиленгликоля. Это позволило сократить затраты заказчика, учитывая, что одновременно на другом конце трубопровода работала самая крупная смонтированная на судне установка для откачки воды при пусконаладочных работах. Кабина управления ГНКТ была расположена перпендикулярно катушке. За катушкой была установлена система видеонаблюдения, позволяющая следить за вымоткой трубы.

Самая крупная и самая глубокая операция по пусконаладке в Бразилии была проведена безопасно с превосходным качеством работ, что повысило уровень эффективности отрасли в этой области работ. Во время работы было извлечено несколько уроков, которые можно использовать для оптимизации будущих работ.

### **Анализ производительности гибких труб**

*Пол Браун, Брайан Ганби, CoilData LLC; Карлос Торрес, Upstream Consulting LLC*

Производительность гибкой трубы в реальных условиях часто является предметом обсуждений в индустрии ГНКТ. Поскольку стоимость одной гибкой трубы обычно превышает 250 000 долларов США, сервисные компании требуют от вложенных инвестиций максимальной эффективности. Также сервисные компании хотят видеть преимущества закупаемых труб перед трубами своих конкурентов. Однако в отрасли ГНКТ информация о трубах не всегда доступна, особенно для новых марок труб, а в публикуемой информации, как правило, описывается специальное применение для конкретной компании, региона или типа работ. В результате каждая компания сама устанавливает срок службы трубы и критерии для вывода ее из эксплуатации. Появление большого количества новых продуктов приводит к тому, что каждый конкретный продукт сложно адаптировать под условия своего региона или конкретного заказчика.

С 2010 года действует онлайн-площадка, где сервисные компании загружают, отслеживают и анализируют данные о гибких трубах и работах. Эта площадка предназначена для отслеживания состояния гибких труб и планирования дальнейших работ. На момент написания статьи в площадку загружены данные о более чем 5200 гибких трубах и 146 550 работах. Эту базу данных можно использовать для проведения глубокого анализа производительности гибких труб. Однако данные, загружаемые каждой компанией, являются конфиденциальными и обычно недоступны для общего анализа. Поэтому с целью защиты коммерческих интересов была предложена инициатива, согласно которой компании могут сделать доступными определенную информацию без конфиденциальных данных. Эту информацию можно использовать для выведения статистики, которая может представлять большой интерес для отрасли в целом.

Чтобы показать преимущества такого предложения, в данной статье представлен пример анализа производительности гибкой трубы на основе совокупной проходки на момент вывода трубы из эксплуатации. Поскольку большинство работ с гибкими трубами хотя бы частично оплачиваются за проходку трубы, именно эта величина может рассматриваться как показатель дохода. Общая проходка трубы сравнивается с расчетным

was necessary for small vessel use; it reduced customer costs, considering that a much larger vessel was simultaneously operating on the other pipeline end for the largest high-pressure dewatering spread ever installed on a vessel for a pre-commissioning operation. The CT control cabin was placed perpendicularly to the reel; consequently, a closed-circuit TV system was mounted behind the reel to allow pipe spooling.

Brazil's largest and deepest pre-commissioning operation was performed safely with service quality excellence, increasing efficiency levels of the industry within this scope of work. Several lessons learned have been assessed for further improvements.

### **An Analysis of Coiled Tubing Performance**

*Paul Brown, Brian Gunby, CoilData LLC; Carlos Torres, Upstream Consulting LLC*

The performance of coiled tubing pipe in real-world conditions is a topic of interest and frequent discussion within the industry. With pipe cost routinely exceeding \$250,000 per string, service companies want to know if they are achieving the maximum return on their investment, and how their utilization compares with their competitors. However, industry-wide information is not readily available, especially for newer pipe grades, while published data tends to be specific to a particular company, region, or type of operation. As a result, policies regarding pipe life and criteria for retirement are largely set by each company, and industry practices can be slow to adapt as new products and procedures emerge.

An online system has been in place since 2010 where service companies upload, track and evaluate pipe and job data for the purposes of their own string management and operation planning. With records for over 5,200 strings and 146,550 jobs at the time of writing, this database has the potential to generate in-depth analysis of pipe performance. However, the data entered by each participant is confidential to that company, and is not usually available for general analysis. An initiative has therefore been developed whereby companies can choose to make certain data available, appropriately anonymized to protect commercial interests, which can be used to generate statistics of interest to the industry at large.

To illustrate the potential benefits, this paper will present a sample analysis of string performance based on cumulative running feet (or meters) at the time of pipe retirement. Since most coiled tubing operations are billed at least in part on running feet, this can be considered as a proxy for revenue. Total running feet will be compared with modeled pipe fatigue to see which metric better anticipates working life in real-world conditions. The paper will show how, when a large quantity of data is available, a statistically

износом, чтобы определить, какой показатель способен лучше прогнозировать срок службы трубы в полевых условиях. В статье показано, как при наличии большого объема данных можно определить статистически значимое распределение результатов для каждого диаметра и группы прочности трубы, что позволяет сравнивать различные группы прочности и количественно определять, превысила ли данная труба расчетный срок службы или же была списана раньше – относительно отрасли в целом, а не одной конкретной компании. В статье показана важность учета всех факторов, включая рабочее давление и условия, в которых эксплуатировалась гибкая труба в течение срока службы.

В заключение в статье предложен новый подход к увеличению объема доступных данных с учетом соображений конфиденциальности.

#### **Секция 4. Передовые разработки оборудования, инструментов, реагентов и материалов для внутрискважинных работ**

*Благодаря быстро меняющемуся рынку технологии внутрискважинных работ адаптируются, усложняются и повышают уровень инновации, чтобы удовлетворить потребности отрасли. Фокус данной секции направлен на методы оптимизации режимов течения флюидов для минимизации повреждения призабойной зоны пласта. Также в данной секции рассматриваются доклады, посвященные значимости анализа данных при оптимизации технологий. Рассмотрен анализ в реальном времени для ловильных работ и теоретический анализ для модернизации конструкции инжектора с целью минимизации повреждения поверхности гибкой трубы. В докладах также рассматриваются последние разработки в области высокотемпературных скважинных тракторов и перфораторов, спускаемых на кабеле, которые расширяют возможности для спуска инструментов на кабеле вместо использования традиционных гибких труб.*

#### **Инновационный способ использования хелатной и грязевой кислоты в глубоководной скважине после ГРП для очистки сильного загрязнения призабойной зоны пласта**

*Люси Петтитт-Шиббер, Франциско О. Гарсон, Майкл Аман, Павел Грамин, Лоуренс Рамнат, BP America Inc.*

В Мексиканском заливе заканчивание скважин, как правило, производят с обсаженным стволом с последующей перфорацией или ГРП с установкой гравийного фильтра. Призабойная зона пласта в этих скважинах может быть загрязнена во время бурения, заканчивания и/или на этапе эксплуатации. В данной статье представлена уникальная технология кислотной обработки с комбинированным использованием хелатной и грязевой кислот для очистки

meaningful distribution of outcomes can be determined for each pipe diameter and grade, thus making it possible to compare grades, and quantify whether a given string has exceeded or fallen short of expectation, relative to the industry as a whole and not just the company concerned. The importance of taking into account all relevant factors, including the operating pressures and environment that the string has been exposed to during its working life, will be discussed.

In conclusion, an approach to increase the amount of available data, taking into account legitimate confidentiality concerns, will be proposed.

#### **Session 4. Latest Developments in Equipments, Tools, Fluid and Materials for Interventions**

*Due to the vastly changing markets, well intervention technologies are adapting and growing in both innovation and complexity to meet the industry needs. This session will focus on the efforts which have been put on refining fluid regimes in order to remediate formation damage. It will also review topics regarding the role of analysis in improving interventions; both real-time analysis to support coiled tubing fishing and theoretical analysis to improve injector head design for minimizing surface damage to coiled tubing. The presentations will also explore the latest developments in high temperature wireline tractors and wireline-deployed purf guns, both expanding the capabilities for wireline interventions in traditional coiled tubing applications.*

#### **A Novel Deployment of Chelant and Mud Acid in a Deepwater Frac Packed Well to Remediate Severe Formation Damage**

*Lucy Pettitt-Schieber, Francisco O. Garzon, Michael Aman, Pavel Gramin, Lawrence Ramnath, BP America Inc.*

In the Gulf of Mexico the wells are usually completed as cased and perforated or frac packed. These wells can be damaged during the drilling phase, completion phase and/or when they are on production. This paper presents the unique combined use of chelant and mud acid treatments to remediate a deepwater Gulf of Mexico well with severe formation damage. Fluid qualification work optimized the treatment, which was deployed using both coiled tubing and bullheading methods. Surveillance, surface read out and memory, were utilized throughout the

загрязненной призабойной зоны пласта глубоководной скважины в Мексиканском заливе. Подбор растворов позволил оптимизировать процесс кислотной обработки на ГНКТ и прямой продавки раствора в пласт. На протяжении всей работы проводился сбор устьевых данных и сбор забойных данных с помощью автономных инструментов, чтобы оценить эффективность каждого этапа обработки, а также провести окончательный анализ технологических жидкостей.

Каждый вид обработки (обработка с помощью ГНКТ и обработка путем прямой продавки раствора в пласт) выполнялся для конкретных целей. Учитывая конфигурацию компоновки заканчивания, с помощью ГНКТ была проведена обработка грязевой кислотой для очистки фильтров и призабойной зоны пласта. Чтобы избежать реакции грязевой кислоты с низким pH, с хелатным агентом с высоким pH, были предприняты определенные меры. Такая реакция снижает эффективность обработки, а также способствует риску осаждения побочных продуктов реакции в пласте. Последовательность этапов обработки предполагала, что для очистки пласта перед следующей закачкой вызывается дополнительный обратный поток жидкости из пласта. Лабораторные испытания показали, что замедленная скорость реакции хелатина позволяет проводить многократную пропитку и повторную закачку. Заключительный этап обработки грязевой кислотой был предназначен для стимуляции матрицы и обработки пласта на 1–1,5 метра вглубь призабойной зоны. Во время работы предполагалось проводить различные типы анализа, чтобы оценить эффективность каждого этапа обработки. В анализ каждого этапа входили: определение температуры и анализ проб выходящей из скважины продукции, чтобы понять эффективность обработки, а также анализ данных о вращающейся насадке для оценки направления действия обработки.

После обработки было зафиксировано повышение общей продуктивности скважины за счет очистки загрязненной призабойной зоны пласта. Эти результаты подтверждаются геофизическими исследованиями и анализом скважинной продукции после обработки. На протяжении работы самым эффективным методом анализа оказался контроль температуры, который позволил наиболее эффективно оценить весь процесс обработки.

В статье представлена уникальная технология кислотной обработки с комбинированным использованием хелатной и грязевой кислот для восстановления продуктивности скважины с загрязненной после эксплуатации призабойной зоной пласта и серьезными повреждениями конструкции после ГРП с установкой гравийного фильтра.

#### **Успешный опыт ловильных работ на ГНКТ с использованием гибридных инструментов с кабелем для оценки забойных данных в реальном времени: опыт работы в восточных предгорьях Колумбии**

*Ванесса Вера, Карлос Торрес, Эдуардо Дельгадо, Карлос Пачеко, Halliburton; Моника Торрес, Хосуэра Хигера, Equion*

Для проведения сложной операции по извлечению аварийного инструмента, а также для проверки надежности и точности программного обеспечения была испытана новая технология с применением ГНКТ. В рамках данной технологии была разработана новая забойная компоновка с

intervention to understand the effectiveness of each treatment, along with final fluid analysis.

Both coiled tubing and bullheading were used for specific purposes. Given the completion design configuration, a mud acid screen wash was deployed using coiled tubing to clean the screens and improve near-wellbore access. Care was taken to avoid reacting low pH mud acid with high pH chelant. This reaction would reduce the benefits of each treatment, in addition to risking precipitation of by-products in the reservoir. Therefore, the operation was sequenced such that additional flowbacks allowed for reservoir clean-up prior to the next fluid deployment. Lab testing showed multiple soaking and refreshes of the slow-reacting chelant was optimal. A final mud acid bullhead treatment was deployed to matrix stimulate and treat the reservoir 3–5 feet into the near-wellbore region. During the operation, several forms of surveillance were planned to understand the effectiveness of each chemical treatment. This included temperature surveys, surface flowback samples analysis to understand the effectiveness of the treatments, and spinner information to quantify zonal contribution.

Post-production results showed an improvement in overall well productivity due to a reduction in formation damage. These results are supported by in-well surveillance and post-intervention fluid analysis. The most basic of all measurements, temperature, proved to be the most effective in understanding damage removal evolution and reservoir contribution throughout the intervention.

This paper will present the novel combined application of mud acid and chelant stimulation treatments to remediate a frac packed well with combined severe initial well construction damage and post-production formation damage.

#### **Successful Coiled Tubing Fishing Operation Uses Hybrid Cable Connected Tools to Evaluate/Validate Downhole Data in Real-Time: A Case Study in the Eastern Foothills of Colombia**

*Vanesa Vera, Carlos Torres, Eduardo Delgado, Carlos Pacheco, Halliburton; Monica Torres, Josue Higuera, Equion*

New downhole coiled tubing (CT) technology was used to facilitate the success of a challenging fishing intervention and to verify the reliability and accuracy of CT operations/simulation software. The technology supplies the newly designed bottomhole assembly (BHA) with continuous power from, and fiber-optic communications with, surface equipment, enabling accurate, real-time monitoring of measurements of bottomhole conditions.

Uncertainty exists in operations using CT regarding whether the planned axial force is transmitted from the surface through the pipe



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



Офис в Москве:  
 +7 (495) 663-31-07  
 Офис в Сургуте:  
 +7 (3462) 556-322  
 Офис в Ноябрьске:  
 +7 (3496) 423-100  
[www.packer-service.ru](http://www.packer-service.ru)  
[info@packer-service.ru](mailto:info@packer-service.ru)

**Гидравлический разрыв пласта**  
 Hydraulic fracturing

**Услуги с установками ГНКТ**  
 Coiled tubing services

**Освоение скважин азотом**  
 Well gaslifting

**Заканчивание скважин**  
 Well completion

**Пакерный сервис**  
 Packer service

**Ловильные работы**  
 Fishing operations

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



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

непрерывной подачей питания от устья по оптоволоконному кабелю, который обеспечивает мониторинг скважинных условий на забое в реальном времени.

В работах с применением ГНКТ всегда существует неопределенность в отношении того, полностью ли передается расчетная осевая сила с поверхности по трубе на забойную компоновку. Также есть неопределенность в отношении корректности работы компоновки согласно плану работ. Ловильные работы выполняют поставленную задачу, только если усилие (сжатие или натяжение), которое забойная компоновка передает на ловильную шейку аварийного инструмента, будет минимальным. В случае неудачных ловильных работ компоновку необходимо поднимать на поверхность.

В данной статье описан опыт ловильных работ в предгорьях Колумбии, в скважине, в которой застрял перфоратор. Эта ситуация привела к снижению добычи нефти на 30%. Было предпринято несколько попыток извлечь прихваченный перфоратор с использованием стандартной ГНКТ и восстановить добычу на прежнем уровне.

Первоначально из-за отсутствия данных с забойной компоновки в реальном времени и естественного удлинения и искривления ГНКТ оператор полагал, что аварийный инструмент успешно извлекается на поверхность, однако несколько спуско-подъемных операций не решили задачу. Спуск ГНКТ с непрерывной подачей питания к забойной компоновке по оптоволоконному кабелю подтвердил, что аварийный инструмент на самом деле не двигался, а выбранная ранее компоновка не передавала на аварийный инструмент требуемое усилие. Во время спуска в реальном времени проводилось измерение усилия, передаваемого трубой, и силы удара ясом вверх/вниз. Эти величины поддерживались на уровне расчетных значений. Состав ранее выбранной компоновки был изменен. Новая компоновка позволила успешно извлечь аварийный инструмент и вернуть добычу скважины на первоначальный уровень.

Забойные данные, запись которых проводилась в реальном времени, были сопоставимы с проектными данными, полученными на этапе моделирования работы. Точность и надежность данных, полученных при моделировании работы, показали высокий уровень программного обеспечения, которое оператор будет также использовать для будущих работ.

Данный опыт является первым известным примером работы, в которой ГНКТ использовалась в сочетании со скважинными приборами, на датчики которых непрерывно подавалось питание, что позволило измерять такие параметры, как: вес на компоновке, давление, температура, крутящий момент, наклон, фазировка, ускорение, гамма-излучение и локация муфт обсадной колонны. В рамках данной технологии применялось надежное программное обеспечение, которое позволило провести моделирование скважинных условий с высокой точностью.

#### **Использование высокотемпературного скважинного трактора высокой мощности типоразмера 54 мм с длинным кабелем с системой телеметрии**

*Вэй Дай, Джон Ли, Сюэдон Янг, Schlumberger*

Новое поколение тракторов на кабеле типоразмера

to the BHA and whether the BHA is functioning according to plan. During fishing operations, unless the BHA applies a minimum amount of force (compression and/or tension) to the fishing neck, the particular intervention run will be unsuccessful. The BHA then needs to be returned to the surface without recovering the fish.

This paper presents a case study of a well located in the foothills of Colombia in which a perforating gun became stuck following an operational issue. This situation resulted in an oil production reduction of 30%. Several fishing attempts were performed using conventional CT to recover the stuck perforating gun and to restore production to its previous level.

The initial lack of real-time BHA data and the inherent nature of CT elongation and buckling led the operator to believe that the fish was being recovered to the surface; several runs were performed with unsuccessful results. A CT string, equipped with fiber-optic communications and a continuous power supply to the BHA, confirmed that the perceived movement of the fish was not real and that the BHA selected was not generating nor transferring the expected force to the fish. The force transmitted by the pipe and the upward/downward impact force generated by the jar were measured in real time and determined to be consistent with simulated forces; the BHA configuration used for the operation was then redesigned. The new design led to the successful recovery of the fish and the return of well production to its initial level.

The real-time data measured during the fishing operation favorably compared to the simulated forces predicted during job design and execution. The accuracy and reliability demonstrated by the CT simulation software in use enabled the operator to gain confidence in all simulations performed with the software for future CT operations.

This case study is the first known instance in which CT was used in conjunction with downhole tools that were supplied with continuous power to sensors to enable measurement of parameters, including force, pressure, temperature, torque, inclination, phasing, acceleration, gamma ray, and casing collar locator (CCL). This technology was supported by reliable software capable of simulating downhole conditions with precision and accuracy.

#### **Enabling High-Temperature High-Power 2 1/8-in. Tractor and Intervention Services on Long Cables with Telemetry**

*Wei Dai, John Lee, Xuedong Yang, Schlumberger*

A new family of 2 1/8-in. wireline tractor and intervention tools has been developed to enable logging and intervention services in high-temperature deviated or horizontal wells while providing high power levels and maintaining

54 мм было разработано для проведения геофизических исследований и других работ в искривленных и горизонтальных скважинах с высокой температурой. При этом высокая мощность скважинного трактора и непрерывная связь с устьем обеспечиваются с помощью длинных кабелей.

Во многих горизонтальных и искривленных скважинах скважинные тракторы являются экономически эффективным решением для доставки каротажных приборов, перфораторов и других инструментов по сравнению с методом доставки на гибких трубах. Однако при увеличении длины скважины и температуры проведение геофизических исследований и других работ становится все более сложной задачей. Также в условиях ухудшения скважинных условий сложными задачами являются передача высокой мощности на трактор и другие приборы и непрерывное поддержание связи с устьем в режиме реального времени. Сложные скважинные условия могут быть связаны с высокой температурой, большой длиной скважины либо комбинацией этих двух факторов. Разработка новых электронных компонентов, программно-аппаратных средств и программного обеспечения для скважинного трактора и других приборов была направлена на решение именно этих проблем.

Электронные компоненты скважинного трактора рассчитаны на рабочую температуру до 180 °C при минимальном выделении тепла, что обеспечивает надежную работу трактора при высоких температурах. Датчики температуры, размещенные по всему инструменту, обеспечивают контроль состояния системы во время работы. Система телеметрии была оптимизирована для совместимости с длинными кабелями. Также были разработаны специальные алгоритмы для передачи максимально возможной механической энергии в зависимости от условий эксплуатации. В статье представлены результаты лабораторных испытаний колесного скважинного трактора типоразмера 54 мм при температуре до 175 °C, передаче более 1 кВт энергии по каротажному кабелю длиной более 9 км и непрерывному поддержанию связи с забойной компоновкой.

Технологии, описанные в данной статье, позволяют использовать скважинный трактор высокой мощности типоразмера 54 мм для геофизических исследований и других работ в скважинах, доступ в которые был ранее ограничен из-за глубины или температуры.

#### **Технология проведения перфорации на кабеле ставит мировой рекорд по повышению эффективности работ**

*Альхади Захмул, Карлос Эдуардо Гуэдес, Колин Брэдфорд, Камальджит Сингх, Карлос Бауманн, Хуман Мостуофи Пул, Серко Сарриан, Шариф Абоельнага, Моизес Смарт, Schlumberger; Гарри Синклер, Чарльз Адога, TAQA*

В статье представлена новая технология перфорации на кабеле с усовершенствованным программным обеспечением для моделирования работ, которая позволила повысить эффективность работ в глубоких скважинах с различными давлениями. Результаты работ по перфорации на кабеле, проведенных в глубоких скважинах за очень короткие сроки, сопоставимы с результатами работ по перфорации на трубах, выполнение которых занимает гораздо больше

excellent surface communication over long cables.

In many horizontal or highly deviated wells, wireline tractors are a cost-effective solution for conveying logging tools, perforating guns, and intervention tools in comparison with other conveyance options such as coiled tubing. However, performing these logging and intervention services has become increasingly challenging, as well lengths increase and well temperatures rise. Providing the necessary high-power levels and maintaining real-time communication with the wireline tractor, payload, and other conveyed services from surface as operating conditions deteriorate are also problematic. Difficult operating conditions can be sustained exposure to high temperature, long lossy logging cable, or combination of both. We assessed these challenges in developing key electronic, firmware, and software technologies for the new tractor and tools.

To achieve robust tractor operation at high temperatures, the electrical hardware is designed to withstand operating temperatures of up to 180 °C while minimize heat generation. Temperature sensors are placed throughout the tool to monitor system health during operation. Surface-downhole telemetry is optimized to ensure compatibility with long cables. The tool algorithm was developed to maximize mechanical power delivery based on operating conditions. Results are presented from lab-based system level integration tests of the 2 1/8-in. wheeled tractor and intervention tools at temperatures of up to 175 °C and delivering more than 1 kW of power on 30,000 ft of logging cables while maintaining communication with the payload.

The technologies described in this paper allow the 2 1/8-in. wireline tractor to perform high power interventions and logging while tracting in wells previously inaccessible due to depth or temperature constraints.

#### **Perforating Conveyance Technology Achieves a World Record in Maximizing Operational Efficiency**

*Albadi Zahmuwl, Carlos Eduardo Guedes, Colin Bradford, Kamaljeet Singh, Carlos Baumann, Hooman Mostoufi Pour, Serko Sarian, Sharif Aboelnaga, Moises Smart, Schlumberger; Garry Sinclair, Charles Adoga, TAQA*

We present a new perforating technology based on new wireline conveyance equipment and advanced downhole modeling to maximize operational efficiency in long pay-zones under all pressure conditions. Results of perforating jobs of long pay-zones carried out on wireline in very short times compete with traditional Tubing Conveyed Perforation (TCP) operations which take much more time. Also, perforating jobs with large gun sizes that until recently were not

времени. Технология позволяет спускать перфораторы большого размера за одну СПО, что ранее было невозможно с традиционным методом доставки на кабеле.

Новая технология позволяет доставлять на забой перфораторы большой длины за одну СПО. Технология включает в себя четыре основных элемента: кабельная система, способная выдержать вес до 13,6 т, передовые ударостойкие механические кабельные соединения, моделирование доставки прибора, а также усовершенствованное моделирование переходных динамических нагрузок для прогнозирования уровня вибрации при перфорации. Моделирование работ по перфорации основано на данных о пласте и системе заканчивания. Программное обеспечение симулирует процесс движения прибора по стволу скважины и процесс перфорации, что позволяет рассчитать максимально допустимый вес компоновки для спуска на кабеле. Также с учетом необходимого количества СПО проводится сравнение затрат и рисков для двух технологий – перфорации на кабеле и перфорации на трубах.

Добывающая компания в Северном море поставила задачу сравнить новую технологию с традиционной технологией перфорации на электрическом кабеле для скважины с продуктивным интервалом 230 м с точки зрения продуктивности пласта, рисков и эксплуатационных характеристик. Перфорация на трубах на данной скважине не рассматривалась из-за высокой сложности и высоких операционных рисков. Новая технология более эффективна по сравнению со стандартной перфорацией на электрическом кабеле, поскольку для работы необходимы только две СПО с безопасным весом 8,2 т и устьевое оборудование контроля над скважиной, рассчитанное на давление 69 МПа. При использовании стандартной технологии потребовалось бы от 6 до 8 СПО. Самая большая длина компоновки перфораторов типоразмера 85,7 мм составила 118 м, что является мировым рекордом в истории перфорации на кабеле. Перфорация была проведена линейными зарядами на динамической депрессии для максимально эффективной очистки перфорационных каналов и обеспечения высокой продуктивности скважины. Общая длительность работы по перфорации была значительно меньше по сравнению с традиционной технологией, что позволило значительно сократить время работы устьевого оборудования.

Эта статья показывает, как применение инновационных технологий позволяет минимизировать риски доставки длинных и тяжелых перфораторов на кабеле. Информация о скважине и пласте была использована для моделирования безопасной и надежной операции, которое позволило рассчитать уровень вибрации от перфорации, профиль растягивающей нагрузки и изменение состояния ствола скважины. Описанные в данной статье новые технологии перфорации значительно расширили область применения перфорации в тех скважинах, где доставка на кабеле может быть более эффективной, чем традиционная доставка на ГНКТ и трубах.

#### **Исследование механизма повреждения поверхности гибкой трубы в инжекторе**

*Чжухун Чжоу, Гофэн Чжан, Файонг Юань, Тан Ван, Юньвэй Гао, Вэйцзя Ван, Jiangnan Shale Gas Development Technical Service Company*

possible in a single run with traditional wireline conveyance, are now efficiently executed in a single run.

The new technology that allows conveying long lengths of perforating guns on wireline in a single run is based on four main elements: wireline systems with safe working loads up to 30,000 lbf, cutting-edge shock resistant mechanical weak points and disconnect systems, conveyance modeling, and an advanced transient dynamic modeling for perforating shock prediction. The perforating job design modeling is based on the reservoir zones and completion information, both a conveyance and a wellbore dynamics and shock simulation are carried out to determine the highest payload that can be more safely deployed per wireline run, and with the number of runs required, costs and risks are compared between wireline and TCP shoot and pull operations.

For a well with a 750 ft thick pay zone, a North Sea operator requested a comparison between this new wireline perforating technology and conventional electric wireline deployment in terms of reservoir productivity, risks, and operational performance. For this well TCP was not considered due to reservoir and operational risks and challenges. Compared to the conventional electric wireline conveyance this new perforating technology offers better efficiency with only two wireline runs using a cable with 18,000 lbf of safe working load and a 10 Kpsi surface pressure control equipment compared to 6 to 8 conventional runs. The longest run consisted of 388 ft of 3 3/8 guns, which was a new world record on wireline, with energetic liner charges and dynamic underbalance to ensure maximum perforation tunnel cleanup and well productivity. The total operational time for the perforating job was significantly less than conventional electric wireline, which translated into significant rig time savings.

This paper demonstrates how the application of innovative technologies have minimized the risks of wireline conveyance with long and heavy perforating gun strings. We utilized well and reservoir information to design a more safe and reliable job execution, including prediction of perforating shock, tension profiles and wellbore dynamics. The new perforating technologies described in this paper have extended considerably the range of perforating jobs where wireline conveyance can be more efficient than traditional coiled tubing and tubing conveyed perforating.

#### **Study on Mechanism of Coiled Tubing Surface Damage in Injector Head**

*Zhibong Zhou, Guofeng Zhang, Fayong Yuan, Tang Wang, Yunwei Gao, Weijia Wang, Jiangnan Shale Gas Development Technical Service Company*

Согласно информации из литературных источников, большинство аварий гибких труб подразделяется на четыре вида: механическое повреждение, коррозия, производственная причина и человеческий фактор. Среди них аварии из-за механических повреждений составляют 29%. Среди различных видов механических повреждений на продольные углубления (LPM) приходится 46%. Понимание механизма возникновения продольных углублений на поверхности гибкой трубы поможет бороться с этим видом повреждений.

Предполагается, что зацепление трубы гриппер-блоками вызывает периодическое магнитное поле, которое вызывает резонанс гибкой трубы. При этом возникает вибрация трубы. Вибрация в свою очередь может привести к проскальзыванию трубы между гриппер-блоками на максимуме волны, которое прекращается на минимуме волны. Этот процесс может привести к чешуйчатым дефектам на поверхности трубы. Из-за несоответствия диаметров между трубой с увеличенным диаметром и гриппер-блоками нагрузка на поверхность ГНКТ очень большая. Это может привести к тому, что при зажатии в гриппер-блоке обломки шлама вырежут царапину на поверхности трубы. Для расчета нагрузок на ГНКТ в такой ситуации использовался метод конечных элементов. Результаты расчета подтвердили предположение.

Для исследования резонансного состояния ГНКТ была предпринята попытка найти источник периодического магнитного поля и исследовать процесс резонанса. Построение механической модели гриппер-блока позволило определить, что частота возбуждения связана со скоростью движения ГНКТ и длиной гриппер-блока. После упрощения модели строится динамическая модель спуска ГНКТ в вертикальную скважину, определяется волновое уравнение, а затем выводится частотное уравнение, по которому определяются фактические частоты резонанса. После этого проводится численный расчет с помощью метода конечных разностей. Результаты моделирования показывают, что в течение нескольких минут после начала резонанса амплитуда колебаний ГНКТ достигает высоких значений, при которых начинается повреждение трубы. Записанные в полевых условиях данные также указывают на наличие эффекта резонанса.

После обработки всей информации, описанной выше, было построено изображение процесса формирования продольных углублений на поверхности трубы. В конце статьи предложены рекомендации по предупреждению появления продольных углублений.

## Секция 7. Обмен знаниями на стендах III

*Электронные стенды позволяют лично выслушать каждого докладчика и получить достаточно подробную информацию. Секция включает разные темы докладов, однако тематика соответствует докладам других секций.*

### Анализ забойных данных для генерации импульсов давления и передачи осевых колебаний

*Хан Аламзеб, Хой Тринх, Патрик Томпсон, Стивен Форрестер, NOV; Гарретт Глэйз, Devon Energy*

According to literature, most failures of coiled tubing are classified into four kinds of causes, mechanical damage, corrosion, string manufacturing, and human error. Among these, the failures due to mechanical damages take 29% of all failures. Although there are various kinds of mechanical damages, longitudinal plowing marks (LPM) are the major mechanical damages, account for 46%. Understanding the mechanism of LPM damage on coiled tubing surface will help to reduce this kind of damage.

A conjecture is proposed that the running of the CT-gripper block-chain system will produce a period excitation which arouses CT string system resonance, and the vibration of CT string may make slippage between the gripper blocks and CT string at the wave peak and stop slippage at the wave trough, which may form fish scale damage. Because of the mismatch of the diameters between CT with grown diameter and gripper blocks, the first principle stress on the surface of CT will be large enough so that rock debris can carve CT easily when a gripper block is clamping it. FEM is employed to calculate the stress of CT when it is in this situation. The results verify the guess.

To determine the CT string system resonance, we tried to find which gives the system a period excitation and how the system resonates. First a mechanical model of CT-gripper-chain is build, and excitation frequency is found to be related with the velocity of CT string running and length of gripper block. After idealization, a dynamic model for CT string in vertical well is built, and the wave equation is established, then frequency equation is derived and natural frequencies are found. After that, finite difference method is used to conduct numerical calculation. The results show that when system resonates, it must take minutes to reach large stress amplitude of the CT string enough to make damage on it. The field recorded data indicate that there maybe exists resonance actually.

After synthesizing the information above, an image of the process how LPM is formed has been constructed. Finally, the measures to reduce LPM damage are recommended.

## Session 7. Knowledge Sharing ePosters III

*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.*

### Downhole Data Analysis for Pressure-Pulse-Generating and Axial-Oscillation Measurement Tool

Высокие осевые нагрузки могут быть большой проблемой при работе с вращающимся оборудованием, особенно в горизонтальных скважинах с большим отходом от вертикали. Осевые нагрузки снижают эффективность бурения, поскольку при высоких значениях осевых нагрузок для обеспечения требуемой скорости проходки требуется передавать на забой больше энергии, в основном путем повышения крутящего момента и веса на долоте. Снижение эффективности бурения приводит к повышенному износу инструментов, снижению скорости проходки и ненадлежащему контролю направления компоновки. Для борьбы с высокими осевыми нагрузками в отрасли используют несколько методов. В данной статье рассмотрен агитатор, в котором реализован метод генерации импульсов давления в комбинации с инструментом вытеснения. Как правило, агитаторы применяются при бурении глубоких вертикальных, наклонных и горизонтальных скважин для повышения эффективности передачи веса на долото. Принцип действия агитатора – создание импульса давления, который вызывает многократное осевое движение ударного инструмента. В данной статье сравниваются данные работ с использованием двух агитаторов – первая работа с традиционным агитатором, а вторая – с новым эффективным агитатором высокой мощности. Было проведено сравнение эффективности бурения с использованием двух инструментов в одинаковых участках скважины – вертикальном и горизонтальном.

Данное исследование основано на анализе данных импульсов давления и осевого смещения, записанных при бурении горизонтальных скважин, которое проводила компания Devon Energy в регионе группы месторождений STACK (США). Целью исследования являлся анализ производительности агитатора высокой мощности. Было необходимо определить, помогает ли он повысить эффективность бурения и скорость проходки по сравнению со стандартным агитатором. В статье подробно описаны результаты исследований, а также представлены данные, записанные во время бурения.

Анализ представленных данных позволяет провести детальное сравнение агитатора высокой мощности со стандартным агитатором, используемым при бурении похожей соседней скважины. В целом использование агитатора высокой мощности позволило увеличить скорость проходки на 20–25%, что подтвердило эффективность модернизации инструмента. Сбор данных для анализа проводился с помощью инновационных, компактных и автономных датчиков, которые регистрировали осевые колебания, внутреннее давление, температуру и осевое смещение. Расположение датчиков непосредственно над агитатором и под ним позволило собрать все необходимые данные для сравнительного анализа, которые было бы невозможно получить при использовании стандартных измерительных инструментов.

#### **Спуск яса на электрическом кабеле с целью безопасного извлечения и установки коронной пробки с помощью судна для безрайзерных внутрискважинных работ в глубоководных скважинах в условиях сильного течения**

*Стюарт Мурчи, Эрланд Йоргенсен, Александр Эгеланд, Мартин Сэтрэвик, Эрик Боге, Altus Intervention; Кнут Халс, A/S Norske Shell; Андреа Сbordоне, TIOSAS*

*Alamzeb Khan, Khoi Trinh, Patrick Thompson, Stephen Forrester, NOV; Garrett Glaze, Devon Energy*

High levels of drag, especially in horizontal and extended-reach operations, can be a major concern during sliding or rotating. Drag reduces drilling efficiency by requiring increased energy input, primarily through increasing torque and weight on bit, to achieve the desired rate of penetration (ROP). Reduced drilling efficiency results in excessive tool wear, lower ROP, and poor directional control. Of the several methods the industry uses to combat drag, the scope of this study was focused on the use of a pulse generator paired with a displacement generator, which makes up a drilling agitator tool (DAT). A DAT is commonly used in extended lateral formations to improve weight transfer to the bit in vertical and nonvertical drilling applications. The operational principal of the DAT is the production of a pressure pulse that causes a repetitive axial motion in a shock tool. This paper compares offset run data between two DAT cases – one run with a traditional DAT and the other on a new, efficient, "high-energy" DAT (HE DAT). The run performance in similar portions of vertical and horizontal sections was compared between the two systems.

This study was based on data collected from a pressure pulse and axial displacement data recorder from horizontal wells in the STACK play drilled by Devon Energy. The objective of this study was to observe the performance of the HE DAT and determine if there was a noticeable gain in performance in terms of drilling efficiency and ROP as compared to a standard DAT. These results are discussed in detail and supported by high-resolution data collected during drilling.

The data analysis presented here provides an in-depth look into the operation of the HE DAT's performance as compared to the standard DAT in a very similar offset well. Overall, a 20 to 25% increase in ROP with the HE DAT was expected, effectively validating the enhancements made to the tool. This study collected data using data recorders – novel, small, self-contained devices measuring axial vibration, internal pressure, temperature, and axial displacement – located directly above and below the DATs to make a comparative assessment and deliver information about drilling data that was otherwise not available via conventional downhole measurement tools.

#### **RLWI Deployed Electric Line Stroker Application for Safe and Secure Crown Plug Retrieval and Setting in High-Current Deep-Water Operations**

*Stuart Murchie, Erland Jørgensen, Alexander Egeland, Martin Saetrevik, Erik Bøge, Altus Intervention; Knut Hals, A/S Norske Shell; Andrea Sbordone, TIOSAS*

A/S Norske Shell needed to carry out tubing

Компания A/S Norske Shell поставила задачу извлечь коронную пробку колонной головки с помощью судна для безрайзерных внутрискважинных работ в норвежском секторе Северного моря. Существовали опасения по поводу применения стандартной технологии спуска механического яса на канатной технике из-за комбинации двух факторов: большая глубина и сильное течение в регионе месторождения. Для успешного выполнения задачи в таких сложных условиях требовался более безопасный, контролируемый и надежный метод.

Чтобы проанализировать влияние морского течения на кабели и компоновки, на испытательном полигоне поставщика были проведены теоретические исследования и практические испытания. После анализа различных сценариев было выбрано наиболее эффективное и наименее затратное решение. В качестве инструмента был выбран гидравлический яс, спускаемый и активируемый с помощью электрического кабеля. Для активации тягового усилия, необходимого для извлечения коронной пробки, не требовалось использовать кабель.

Для того чтобы избежать случайного повреждения лубрикатора, расположение элементов компоновки было подобрано таким образом, чтобы якорь яса был выше противовыбросового оборудования. Кроме того, для обеспечения дополнительного барьера безопасности были предусмотрены инструмент для извлечения компоновки и срезной шток. Была разработана модификация существующего яса, прототип был изготовлен и испытан на наземном испытательном полигоне.

Окончательный вариант состава компоновки яса был успешно испытан на неглубокой подводной скважине с более благоприятными условиями. Точное управление усилием и движением яса в сочетании со сбором устьевых данных в реальном времени обеспечило безопасное и надежное извлечение и установку коронной пробки. Извлеченные с пробной работы уроки, а также модернизация технологического процесса позволили успешно провести основную операцию в глубоководной скважине в открытом море.

В заключение было доказано, что использование гидравлического яса, активируемого с помощью электрического кабеля, является эффективной альтернативой для операций по извлечению и установке коронной пробки, при этом обеспечивается более надежный контроль над скважиной.

#### **Успешное извлечение застрявшей пробки с использованием роботизированных технологий внутрискважинных работ с применением электрического кабеля**

*Рахит Виджай, Нишант Паниграхи, Ману Ханна, Маниш Датт Котиял, Пи Сарма, Авинаш Бора, Шобхит Тивари, Cairn Oil and Gas, Vedanta Ltd; Томас Пинто, Welltec*

Работа была проведена в недавно пробуренной скважине на месторождении Камбей на шельфе западного побережья Индии. После проведения заканчивания в скважину были спущены две механические пробки для демонтажа превентора и монтажа фонтанной арматуры. Пробки были установлены в профиле подвески НКТ диаметром 98,4 мм и в селективном профиле клапана-отсекателя (SC-TRSSSV) диаметром 96,8 мм. После установки фонтанной

hanger crown plug (THCP) removal from a riserless light well intervention (RLWI) vessel in the Norwegian sector of the North Sea. There were concerns that the conventional application of mechanical jarring with slickline tools could not be used due to the combination of deep water and high sea currents in the specific field. A safer, more controlled and assured method was needed to withstand this extreme environment and provide the certainty of task success.

Theoretical studies and practical testing were conducted at the supplier's test site to verify the impact sea current had on cables and toolstring assemblies. Different scenarios were analysed and the most effective and lowest cost solution was determined. An electric line deployed and powered electrohydraulic stroker device was selected, which did not require any cable actuation to generate the pull forces required to unseat the crown plug.

Toolstring space-out was critical to ensure the stroker anchor was above and clear of the well control package (WCP) and positioned to prevent any inadvertent damage to the lubricator. In addition, a release tool and a shearable stem provided back-up safety capability for well control. A modification to an existing stroker was designed and a prototype built and tested at the onshore facility.

The final stroker toolstring design was tested out successfully on a more benign shallow subsea well, where the highly accurate force and movement control of the stroker, coupled with real-time surface readout, enabled a safe and secure crown plug pulling and installation operation. The targeted operation in a deep-water, high-sea current environment was then carried out successfully, applying many lessons learned and process improvements from the trial well.

In conclusion, the use of electrohydraulic stroker technology was proved to be a viable alternative for crown plug retrieval and setting operations, whilst bringing heightened visibility and control to such an operation.

#### **Successful Retrieval of Stuck Profile Plug Using Electric-Line Deployed Robotic Well Intervention Techniques**

*Rachit Vijay, Nishant Panigrahi, Manu Khanna, Manish Dutt Kothiyal, P J Sarma, Avinash Bohra, Shobhit Tiwari, Cairn Oil and Gas, Vedanta Ltd; Thomas Pinto, Welltec*

The subject well is a recently drilled and completed in Cambay field offshore in West coast of India. After landing the completion, two mechanical plugs were installed to nipple down BOP and nipple up X-mas tree. The plugs were installed in a 3.875" tubing hanger profile and in a 3.813" SC-TRSSSV selective profile. The problem arose while retrieving the 3.813" selective plug

арматуры при извлечении пробки диаметром 96,8 мм с помощью инструмента GS диаметром 101,6 мм возникли проблемы. Во время работы ясом канат оборвался, в результате чего в скважину ниже селективного профиля провалился аварийный инструмент, включающий забойную компоновку и пробку. Пробка застряла в скважине на уровне переводника НКТ 114×89 мм – на 20 м ниже глубины профиля клапана-отсекателя. Оставленный в скважине канат и забойная компоновка с ясом были успешно извлечены из скважины, однако пробку, застрявшую на уровне переводника НКТ 114×89 мм, не удалось извлечь даже после нескольких попыток с использованием стандартной технологии на канате.

Для извлечения пробки были рассмотрены технологии, требующие использования буровой установки, технология с ГНКТ, а также роботизированная технология извлечения пробки с помощью электрического кабеля. После проведения детального технико-экономического анализа имеющихся вариантов было принято решение о проведении ловильных работ с помощью передовых роботизированных технологий спуска фрезы, трактора и яса на электрическом кабеле. Для этой операции были разработаны уникальные фрезы. Фрезерование выполнялось за несколько СПО для удаления различных частей поврежденной установочной мандрели. После успешного фрезерования планировалось извлечь пробку с использованием каната.

Однако первоначальные попытки извлечь пробку ясом прямым натяжением в 15 т оказались безуспешными. После этого была предпринята попытка фрезерования с помощью комбинации трактора и фреза на кабеле с целью полного фрезерования пробки. Первоначально фрезерование велось в соответствии с планом, но после 75 мм фрезерования фрез заклинило, и в результате он застрял внутри пробки. Компоновку на кабеле пришлось отсоединить и извлечь с помощью механического разъединителя над фрезом. Далее для извлечения пробки с застрявшим в ней фрезом в скважину на кабеле был спущен модифицированный прибор UPT с трактором и ясом. В результате пробку удалось освободить и поднять на 10 м выше глубины застревания. После этого пробка и фрез были успешно извлечены с помощью каната.

В статье подробно описываются основные этапы работ, методика выбора технологии извлечения пробки, план ловильных работ и его успешное выполнение. Также в статье описываются проблемы, возникшие при фрезеровании пробки на кабеле в открытом море, и способы их решения.

### **Практический анализ ГНКТ и эксплуатационных ограничений**

*Кен Ньюман, Патрик Келлехер, Athena Engineering Services*

При эксплуатации ГНКТ существуют определенные особенности и ограничения, которые противоречат накопленным знаниям и усложняют работу. При эксплуатации ГНКТ необходимо четко понимать условия, в которых возникает изгиб и деформация трубы. Сочетание нагрузок, давлений, крутящего момента и изгибающих моментов, которые испытывает ГНКТ, может затруднить анализ состояния трубы. Цель данной статьи – подробно рассмотреть некоторые из вышеперечисленных аспектов и предложить упрощенную методику расчета, которую

with 4" GS tool after installation of X-mas tree. The slickline wire snapped while doing the jarring operations resulting in fish in the well with BHA and plug slipping down below the selective profile. The plug fell inside the well and got stuck at the 4.5"×3.5" tubing crossover joint ~20m below the SC-TRSSSV depth. The fished slickline wire along with the slickline tool-string BHA was successfully retrieved from the well, however, the plug remained stuck at the 4.5"×3.5" tubing crossover and could not be fished out even after several conventional approaches with slickline.

Solutions involving rig based retrieval and rig less coil tubing intervention and e-line robotic technology for retrieval of the plug were evaluated. Upon completion of a detailed feasibility study of available options, it was decided to conduct fishing of the plug with e-line based advanced robotic well intervention techniques such as eline miller, tractor and stroker. Unique milling bits were designed and customized for this operation. The milling operation involved multiple runs to target the removal of various parts of the struck lock mandrel. Upon successful milling operation, it was planned to retrieve the plug with slickline.

Initial attempts to retrieve the plug by straight pull using 33k pulling capacity Eline Stroker were unsuccessful. Subsequently, milling was attempted with a combination of E-line tractor and Miller to drill thru the plug. The milling initially started as per the plan but after 3 inches of milling the bit got stalled and was eventually stuck inside the plug. The E-line BHA had to be released from the mechanical disconnect sub above the bit. A modified 2" UPT tool with E-line tractor-stroker was run to fish out the bit and plug which resulted in the plug getting released from the stuck position and moving upwards about 10-meter from the stuck depth. Once this was accomplished, plug and bit were successfully retrieved with slickline.

The paper details the background of the stuck incident, selection methodology of fishing technique, fishing work plan and its successful execution. The paper also describes the operational difficulties encountered and the mitigation chosen while milling a plug with an electric line in the offshore environment.

### **Practical Pipe Understanding and Limits**

*Ken Newman, Patrick Kelleber, Athena Engineering Services*

There are aspects of pipe behavior and limits that can be confusing and counter intuitive. These include understanding the conditions under which a pipe will "buckle" and when the stresses in the pipe will reach a point where the pipe material "yields". The combination of forces, pressures, torque and bending moments that are being applied to the pipe may make it difficult to



*Только оригинальные запчасти!  
Только профессиональные услуги!*

## **СЕРВИС КОЛТЮБИНГОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ ТЕПЕРЬ ЕЩЕ ДОСТУПНЕЕ**

**Компания «МашОйл»**  
(Российская Федерация) —  
сервисная компания по обслуживанию  
колтюбингового оборудования  
и оборудования для ГРП.



### **Основные наши услуги это:**

- Гарантийное и послегарантийное обслуживание оборудования;
- Проведение пуско-наладочных работ и обучение специалистов Заказчика;
- Проведение работ по капитальному ремонту и модернизации оборудования;
- Поставка безмуфтовой длиномерной трубы;
- Поставка оригинальных запасных частей, импортной комплектации и расходных материалов для колтюбингового, нагнетательного и азотного оборудования, а также оборудования для ГРП, с регионального склада в г. Сургут.



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



Россия, 119017, г. Москва  
Пыжевский пер., д. 5, стр. 1, офис 400

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

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

можно использовать в полевых условиях, когда необходимо быстро принять важные решения.

## Секция 8. Обмен знаниями на стендах IV

*Электронные стенды позволяют лично выслушать каждого докладчика и получить достаточно подробную информацию. Секция включает разные темы докладов, однако тематика соответствует докладам других секций.*

### Передовая технология одновременной инспекции нескольких труб в полевых условиях

*Янсян Ю, Уильям Редфилд, Николас Боггс, Куанг Цинь, Марвин, Джефф Олсон, GOWell International, Мосунмола Эджики, Fluor Federal Petroleum Operations*

Для инспекции нескольких труб на предмет коррозии был представлен новый усовершенствованный инструмент для определения толщины трубы (ePDT) на основе импульсного вихревого тока и электромагнитного поля. Инструмент позволяет измерять толщину металлической стенки пяти концентрических труб с максимальным наружным диаметром до 660 мм. Уникальная конфигурация делает инструмент самым совершенным техническим решением для измерения толщины колонн нагнетательных и добывающих скважин. Инструмент имеет наружный диаметр 51 мм и рассчитан на предельные значения температуры 175 °C и давления 138 МПа.

Инновационный датчик включает в себя: 1) фрактальную катушку-передатчик с улучшенным коэффициентом отношения сигнал/шум, охватывающим широкий динамический диапазон сигнала (система может быть адаптирована под разные скорости спуска и разную пространственную разрешающую способность для различных труб); 2) синтезированную апертуру приемной катушки (RX) для подавления шума от побочного движения инструмента; 3) катушку с широкой пространственной апертурой, которая в сочетании с элементами 1) и 2) позволяет подавлять помехи от остаточной намагниченности внутренней трубы без влияния на пространственную разрешающую способность; 4) «малый» измерительный преобразователь для определения электромагнитных свойств с целью внесения поправок в данные исследования.

Результаты лабораторных и полевых испытаний в сочетании с результатами моделирования показали, что новый инструмент может измерить толщину пяти труб от наименьшего диаметра 73 мм до максимального диаметра 660 мм. Кроме того, по сравнению с инструментами предыдущего поколения скорость регистрации данных может быть значительно увеличена.

## Секция 9. Спуск инструментов на кабеле. Разработки, области применения, технические решения

*В данной секции представлены доклады, посвященные проблемам, возникающим во время стандартных и нестандартных*

understand how the pipe will responding. The objective of this paper is to clarify some of these issues and demonstrate a simplified calculation tool for field engineers to use when critical decisions need to be made quickly.

## Session 8. Knowledge Sharing ePosters IV

*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 Advanced Technique for Simultaneous in Situ Inspection of Multiple Metallic Tubulars

*Yanxiang Yu, William Redfield, Nicholas Boggs, Kuang Qin, Marvin, Jeff Olson, GOWell International, LLC; Mosunmola Ejike, Fluor Federal Petroleum Operations*

A new pulsed eddy current (PEC) – electromagnetic (EM) based tool called the enhanced Pipe-thickness Detection Tool (ePDT) has been introduced for multiple pipes' corrosion inspection. The tool can measure the metal wall thickness of five concentric pipes with the maximum outer diameter (OD) up to 26". This capability and ePDT's unique configuration provide the most advanced downhole solution for tubular evaluations of production, injector and gas/oil storage wells. The ePDT features a 2" (51 mm) OD with ratings of 350 °F (175 °C) and 20,000 psi (138 Mpa).

The innovative sensor of ePDT incorporates: (1) A fractal transmitter (TX) coil array that improves the tool's performances with enhanced signal-to-noise ratio (SNR) covering a wide signal dynamic range, and adaptability for various logging speeds and spatial resolutions for varying pipes; (2) A synthetic aperture of the receiver (RX) coil array for noise compensation from extraneous tool motion; (3) A wide-spatial aperture RX coil array which when combined with (1) and (2) allows for compressing the inner pipe remnant magnetization interferences without sacrificing spatial resolution; (4) A "shallow" measuring transducer to detect EM properties for logging data corrections.

The results from lab tests and field trials combined with simulation indicate that the ePDT can quantitatively measure 5 pipes from 2-7/8" as the smallest tubing to the maximum outer casing with the OD of 26". In addition, the logging speed can be significantly increased compared to previous generation tools.

внутрискважинных работ с кабелем, и техническим решениям этих проблем. Разработка нового оборудования и подбор методов его доставки в скважину проводились с целью оптимизации внутрискважинных работ. Докладчики данной секции описывают реальные проблемы, возникшие во время полевых работ, а также опыт применения кабельных технологий, которые позволили успешно выполнить поставленные задачи.

#### **Инструмент точечного сверления – новый инновационный подход к вскрытию пластов с помощью сверления отверстий в базовой трубе сетчатого фильтра или в НКТ/обсадной колонне**

*Эспен Йохан Магнуссен, Видар Хауген, Саман Сарбаз, Оле Эдвинд, Эдди Карлсен, TIOS; Ларс Бьярне Нордаас, Тор Кристиан Холст, Equinor*

Использование электрического инструмента, спускаемого на кабеле, является проверенным, безопасным, эффективным и надежным способом сверления отверстий в базовой трубе песчаных фильтров.

В статье описан опыт работы на месторождении норвежского континентального шельфа в скважине, в которой произошло загрязнение противопесочного фильтра Дарси отложениями. Фильтр Дарси является расширяемым, гидравлически активируемым противопесочным фильтром. Для сверления отверстий в базовой трубе фильтра и вскрытия пласта был использован электрический фрез, спускаемый на кабеле. Инструмент должен был быть оснащен надежным анкерным устройством для обеспечения устойчивости фрезы и точности сверления, чтобы предотвратить повреждение фильтрующих элементов ниже. В статье показано, что конструкция анкерного устройства и фрезеровочного модуля соответствует заявленным требованиям. Представлена последовательность операций, в которой просверлены две стадии на разной глубине с 13 отверстиями по кругу на каждой стадии. На момент публикации этой статьи уровень добычи этой скважины еще не известен, так как скважина еще не была повторно введена в эксплуатацию.

#### **Использование комбинации забойной камеры и каверномера на кабеле со скважинным трактором для исследования препятствия на большой глубине в горизонтальном участке скважины**

*Эллисон Лэй, Анадарко, Таннер Паксон, Е.В. Гэри Маррилл, Брайан Шваниц, Брэндон Штрубберг, Welltec*

При спуске перфоратора с пробкой для проведения многостадийного ГРП в горизонтальной скважине глубиной 7190 м в западном Техасе заказчик столкнулся с препятствием в стволе скважины. Спуск шаблона диаметром 95 мм на ГНКТ 60 мм зафиксировал разгрузку веса на глубине 5567 м. Спуск шаблона диаметром 76 мм прошел данную глубину свободно. Для определения причины сужения ствола заказчиком было принято решение провести спуск забойной камеры и многорычажного каверномера. Однако из-за некоторых проблем, связанных с недохождением ГНКТ в горизонтальном стволе, проблемами

## **Session 9. Wireline Developments, Applications and Solutions**

*Papers presented in this session will focus on challenges faced, and solutions provided, during routine and non-routine field operations. The tools developed and the conveyance methods utilized were chosen to optimize operational success in interventions. Speakers will present actual well issues and case histories, which will demonstrate how the application of wireline technology has enabled the successful delivery of downhole intervention objectives with wireline applications.*

#### **A Precision Drilling Tool – A New Approach to Open for Production by Using a Novel Method to Drill Holes Through Base Pipe in Sand Screen or through Tubing/ Casing**

*Eспен Johan Magnussen, Vidar Haugen, Saman Sarbaz, Ole Edvind Eddie Karlsen, TIOS; Lars Bjarne Nordaas, Tor Kristian Holst, Equinor*

The use of an electric drilling tool deployed on wireline is shown to be a safe, efficient and reliable method to penetrate the base pipe in sand screens.

In the case study presented in this paper, a well on a field on the Norwegian Continental Shelf, completed with a Darcy sand screen that was clogged due to scale. A Darcy screen is an expandable hydraulically activated sand screen. An electric drill deployed on wireline was used to drill holes through the base pipe of the screen and into the flow channels to open for production. The tool needed a sufficient anchoring capacity for keeping the drill bit steady as well as accuracy of the drilling process to prevent damaging the underlying filter media. Both the anchor and the drill section of the drilling tool deployed are shown to be designed to meet these specifications. The sequence of the operation is presented, where two circular patterns at different depths with 13 holes each are drilled. At the time of publishing for this paper, the results on production from this operation is not yet known, as the well has not started producing again.

#### **Long Lateral Restriction Diagnosed by Camera-Caliper Combo on E-Line Tractor in One Run**

*Allison Lay, Anadarko; Tanner Paxson, EV; Gary Murrill, Brian Schwanitz, Brandon Strubberg, Welltec*

An operator in west Texas experienced an obstruction pumping down a plug and perforating

с понизителями трения, сложностью записи данных автономными приборами и невозможностью провести повторное исследование интервалов, по которым данные отсутствовали, поставщик забойной камеры рекомендовал провести исследование в режиме реального времени на электрическом кабеле с трактором.

Перед спуском в скважину было проведено испытание комбинированной компоновки трактора, каверномера и забойной камеры. В обсадную колонну 140×114 мм с поверхности закачивалась пресная вода для обеспечения качественного видеоизображения с забойной камеры. При спуске комбинированной компоновки на тракторе было выявлено несколько перетянутых соединений обсадных труб, а также изгибы колонны над этими секциями. Качественное изображение с забойной камеры позволило успешно определить препятствие в стволе. Общее пройденное расстояние при спуске через перетянутые соединения обсадных труб составляло 3067 м. Компоновка была спущена до глубины 7166 м.

Впервые в истории забойная видеокамера была спущена в скважину в одной компоновке с многорычажным каверномером и скважинным трактором на кабеле за одну спуско-подъемную операцию. Данная технология представляет следующие преимущества:

- Проведение геофизических исследований с записью данных в реальном времени с возможностью повторного исследования проблемных участков скважины.
- Для достижения большой глубины горизонтальных скважин не требуются понизители трения, которые ухудшают качество изображения с забойной камеры.
- Нет проблем со спиралевидным скручиванием гибких труб.
- Компактность устьевого оборудования для проведения геофизических исследований в нескольких скважинах на одном кусте.
- По сравнению с ГНКТ при использовании скважинного трактора вероятность повреждения геофизических инструментов при прохождении через сужения ствола меньше.

В статье описываются подробности данной работы и дается представление о потенциальных возможностях использования такой технологии в отрасли.

### **Стыковочная система перфорации со встроенной функцией записи данных в реальном времени**

*Карлос Эдуардо Гуэдес, Марсия Бенавидес, Карлос Бауманн, Фернандо Гарсия-Осуна, Шариф Абоельнага, Зухир Зауали, Саид Аль Расби, Мойзес Смарт, Schlumberger*

В данной статье представлены результаты полевых работ с первой перфорационной системой, интегрированной с прибором для корреляции глубины и модулем высокоскоростного измерения в режиме реального времени. Данная система позволяет во время перфорации получать и передавать данные на поверхность в режиме реального времени. Стыковочная система перфоратора с модульной конструкцией повышает безопасность, эффективность и надежность работ. Измерение забойных условий в реальном времени позволяет передавать на поверхность данные о давлении в стволе скважины и состоянии динамической депрессии или репрессии для эффективной очистки каналов

gun combination on a multi-stage frac operation in a 23,600-ft lateral. Following a 3.74" OD gauge run with 2-3/8" coiled tubing (CT), which hung up at 18,266 ft, a 3" gauge run was able to pass the holdup depth (HUD). To determine the cause of the restriction, the operator decided to run a video camera and a multi-finger caliper tool. However, due to some concerns with CT reach in the long lateral, issues with friction reducers, undesirable memory timers for recording the logs, and the inability to repeat logging in zones of interest or missing data, the camera provider recommended the logging be performed in "real time" on an electric-line (e-line) tractor.

A shop systems integration test of the combined tractor, caliper and camera was performed prior to running in the well. Clear fluid (fresh water) was pumped down the 5.5"×4.5" casing from surface to obtain quality video downhole. Upon running the live system with the tractor, several over-torqued collars were identified as well as some buckling above those collars. The images were clear, and the problem areas were successfully identified. The total distance tracted was 10,063 ft, passing through the bad collars to the total measured depth of 23,511 ft.

This was the first time that a downhole video camera was run in combination with a multi-finger caliper tool on an e-line tractor in one run. This service benefits the industry in the following ways:

Flexible logging program with real time diagnostics and decisions on additional passes in problem areas.

No fluid darkening friction reducers necessary to achieve long lateral total depth.

No CT helical buckling concerns.

Small foot print for logging program on multi-well pads.

Less chance of damaging logging tools on tractor than on CT if obstructions encountered.

This paper describes the operational details of this case and offers insights into the potential uses for such a service to the industry.

### **Docking Perforating System with Integrated Real Time Downhole Measurements**

*Carlos Eduardo Guedes, Marcia Benavides, Carlos Baumann, Fernando Garcia-Osuna, Sharif Aboelnaga, Zoubir Zaouali, Said Al Rasbi, Moises Smart Schlumberger*

This paper presents field results of the first well perforating system integrated with a depth correlation and real time high-speed measurements device, this tool acquires and transmits downhole data to surface in real time while perforating. The docking gun system with plug-in design improves operational safety, efficiency and reliability, whereas downhole measurements help to obtain maximum

перфорации и/или стимуляции интервалов.

Новая перфорационная система состоит из двух основных компонентов: стыковочный модуль и усовершенствованный измерительный модуль. Стыковочный модуль состоит из компактной, сменной и защищенной от действия радиочастот запальной системы для одиночной и многостадийной перфорации. В компоновке нет держателей зарядов, а также нет необходимости устанавливать детонаторы на рабочей площадке, что снижает влияние человеческого фактора и повышает общую безопасность, эффективность и надежность работы. Усовершенствованный измерительный модуль регистрирует быстро меняющееся давление в стволе скважины, амплитуду пикового ускорения, а также низкочастотное давление, температуру, гамма-излучение и локацию муфт обсадной колонны. Измерения этих параметров позволяют в реальном времени анализировать скважинные условия до, во время и после перфорации с точной корреляцией глубины даже в обсадных колоннах больших размеров и с высоким содержанием хрома.

Стыковочная система перфорации показала очень высокую эффективность в полевых условиях, повысив безопасность, эффективность и надежность работ и в то же время максимально увеличив производительность. Спуск данной системы в скважину можно производить с помощью кабеля, трактора или ГНКТ с кабелем. Новая стыковочная конструкция системы снижает влияние человеческого фактора и риск аварий и отказов оборудования на рабочей площадке. Данная система также позволяет увеличить длину компоновки перфораторов, спускаемую за одну СПО, и повысить эффективность работ. Кроме того, измерения в реальном времени низко- и высокочастотного давления в стволе скважины позволяют оптимизировать очистку перфорационных каналов и стимуляцию интервалов, повышая производительность и снижая общую себестоимость добычи нефти.

#### **Инновационная, эффективная установка и извлечение компоновки сдвоенного пакера с использованием механических инструментов на электрическом кабеле**

*Стюарт Мурчи, Одд Эйнар Магнуссен, Стiaan Хааланд, Мартин Сатревик, Altus Intervention; Мортен Остевик, Interwell*

Добывающая компания поставила задачу провести внутрискважинные работы с использованием сдвоенного пакера на одной из платформ в Северном море – работы должны были включать как установку, так и извлечение компоновки. В рамках этой задачи добывающая компания проводила поиск инновационного решения для выполнения эффективной операции, которое обеспечивало бы экономию времени и средств. Первой работой, описанной в статье, является установка компоновки сдвоенного пакера. Из-за ограничений по высоте для монтажа при спуске на гибких трубах потребовалось бы девять СПО для установки компоновки длиной 100 м. Вторая работа включала в себя извлечение установленной на малой глубине компоновки сдвоенного пакера, установку пробки и создание отверстий в НКТ с целью консервации скважины. В этой скважине для извлечения сдвоенного пакера необходимо было сначала очистить надпакерное

well productivity by providing real-time downhole wellbore pressure, transient dynamic underbalance and/or overbalance for perforation cleanup and/or well stimulation.

The new perforating system consists of two main components: a docking gun system and an advanced measurements module. The docking gun system consists of a compact, plug-in, radio frequency safe, addressable firing system for single and multi-zone sequential perforating applications. The system eliminates port plugs and wellsite arming of detonators, reducing human error and improving overall safety, efficiency, and reliability. The advanced measurements module provides high-frequency transient wellbore pressure, peak acceleration amplitude, and low frequency pressure, temperature, gamma ray, and active casing collar locator. These measurements enable real time confirmation of downhole conditions before, during, and after perforating, with accurate depth correlation even in high chrome tubulars and large casing sizes.

This instrumented docking gun system delivered an outstanding field performance, adding value to operators by increasing safety, efficiency and reliability, while at the same time maximizing productivity. This instrumented gun system can be deployed with wireline, tractor or electrical coil tubing. The new docking gun system design reduces human error and the risk of wellsite accidents and failures. With this system we also maximize gun length deployment per run and operational efficiency. In addition, real time downhole measurements of low- and high-frequency wellbore pressure allow optimization of perforating cleanup and stimulation, maximizing productivity and reducing the overall cost per barrel produced.

#### **Innovative, Efficient and Effective Straddle Packer Assembly Deployment and Retrieval Using Electric Line Powered Mechanical Technologies**

*Stuart Murchie, Odd Einar Magnussen, Stiaan Haaland, Martin Sætrevik, Altus Intervention; Morten Østevik, Interwell*

An operator required straddle related interventions to be carried out on one of their platforms in the North Sea, for both straddle retrieval and straddle deployment purposes. For these they were seeking innovative solutions to deliver more efficient and effective operations providing time and cost savings. The first operation described in the paper was a straddle packer deployment, which, done conventionally using coiled tubing, would have required nine runs to install the 100-meter assembly. This was due to the limited rig up height available. The second operation was to pull a shallow set straddle before setting a plug and punching the tubing as part of a plug and abandon operation.

пространство от скопившихся отложений.

Для обеих операций было разработано решение, которое позволяло преодолеть трудности, характерные для таких традиционных методов, как спуск на гибких трубах или канате. В первой работе (установка сдвоенного пакера) в комплексе с компоновкой пакера использовался скважинный трактор, спускаемый на электрическом кабеле. Измерение натяжения/сжатия трактора в режиме реального времени гарантировало точную установку пакера и точное измерение затяжки веса для проверки корректной установки. Данное техническое решение обеспечило увеличенную высоту для сборки компоновки и возможность использования разделительных патрубков для сборки компоновки, что позволило выполнить установку всех секций компоновки за меньшее количество СПО. В отношении второй работы (извлечение сдвоенного пакера) для удаления отложений, как правило, используется традиционный метод скребкования на канате – метод, требующий большого количества времени с несколькими СПО. Вместо этого была использована компоновка для удаления отложений, спускаемая на кабеле, которая позволила выполнить работу за несколько часов. Традиционный метод потребовал бы несколько дней. При сборе компоновки учитывалось расположение элементов для успешного прохождения через противовыбросовый превентор. Кроме того, в компоновке для извлечения сдвоенного пакера был предусмотрен яс, активируемый посредством кабеля.

Применение технологий на кабеле повысило эффективность работы. Первая работа по установке компоновки сдвоенного пакера была завершена всего за шесть СПО. При использовании гибких труб потребовалось бы девять СПО. Таким образом, экономия времени составила почти двое суток. Для оптимизации процесса спуска компоновки перед работой было проведено моделирование. Для выполнения второй работы была использована компоновка с очистным фрезом, которая включала сборочные камеры, используемые исключительно для успешного прохождения через превентор. Конструкция компоновки также обеспечила необходимое центрирование во время работы фрезом. Поскольку данная работа проводилась в водоотделяющей колонне, технические характеристики гидравлического масла были оптимизированы для работы при температуре 1 °C.

Преимущества использования технологии спуска механических инструментов на электрическом кабеле были очевидны в обеих операциях. Точное измерение глубины и быстрое управление забойной компоновкой посредством команд с устья по электрическому кабелю позволили повысить точность и управляемость операции, в том числе при отбивке забоя без повреждений компоновки сдвоенного пакера. Обе работы были выполнены успешно.

#### **Фрезерование внутрискважинного клапана-отсекателя с использованием электрического кабеля**

*Сайрул Хериянто, Дамар Пракойо, Medco E&P Natuna Ltd; Сурья Путра Шри Сутاما, PT Welltec Oilfield Services*

В этой статье описан опыт успешного применения кабеля для фрезерования дистанционно управляемого внутрискважинного клапана-отсекателя (SCSSV), который в скважине отсоединился от шарнира. Клапан

Here, scale had accumulated above the straddle which first needed to be removed to enable the removal of the straddle itself.

For both operations, a solution was devised that overcame the challenges and inefficiencies of the more traditional methods, be that using coiled tubing or slickline. In the first (straddle packer deployment), an electric line tractor was used to aid in-well straddle assembly. The tractor's real-time tension/compression readings would provide accurate and controlled deployment and a precise measurement of the over-pull verification once set. The solution provided more rig up height, enabling surface assembly of spacer pipe sections, hence fewer runs for the full straddle system deployment. For the second (straddle packer retrieval), historically such scale removal would be performed by slickline broaching – a time consuming multi-run method. Instead, an electric line powered debris removal tool string was used, removing the scale in hours instead of days. Critical toolstring space-out through the blowout preventer (BOP) stack was managed. Furthermore, an electric line powered stoker was used to retrieve the straddle sections.

The application of electric line based intervention technologies provided direct and indirect efficiencies. In the first operation, the electric line deployment of the straddle packer assembly was completed in only six runs compared to the nine runs required if coiled tubing was used, which delivered a time saving of almost two days. Pre-job simulations were carried out to optimise the deployment tool string design. During the second operation, the cleanout mill string, with collection chambers added purely to manage the string space out through the BOP stack, also provided better centralisation for the milling operation. With this operation occurring within the marine riser section, hydraulic oil specification was optimised for 1 °C operation.

Advantages brought about through the use of electric line deployed powered mechanical tools were apparent in both operations. The depth resolution, coupled with the real-time surface read-out toolstring command – provided by electric line – enabled fast, precise and controlled operations, including delicate straddle tagging without risk of damage. Both operations were executed successfully.

#### **SCSSV Flapper Milling Using E Line Solution**

*Syabrul Heriyanto, Damar Pracoyo, Medco E&P Natuna Ltd.; Surya Putra Sri Sutama, PT. Welltec Oilfield Services*

This paper discusses the success of an operation involving E-line unit to mill Surface Controlled Subsurface Safety Valve (SCSSV) flapper on a well, which has been detached from its hinge. The flapper has become obstruction to well

стал препятствием в стволе скважины, которое мешало проводить работы по активации сдвижных муфт, что в конечном итоге могло негативно сказаться на уровне добычи скважины.

Информация о том, что клапан стал причиной сужения ствола скважины, была получена при очистке НКТ на канате, а информация об отсоединении клапана от шарнира была получена благодаря спуску забойной камеры. Целью работы являлось восстановление доступа в зону под клапаном для изоляции интервалов и проведения перфорации. Конструкция фрезы, специально разработанная для фрезерования клапана, сводила к минимуму вероятность вращения створки клапана при фрезеровании, что позволило повысить эффективность операции. Поскольку для компании Medco E&P Natuna это был первый опыт фрезерования клапана-отсекателя, на стенде сервисной компании было проведено испытание с настоящим клапаном-отсекателем такого же типа, чтобы перед работой подтвердить работоспособность данного метода.

Успешно выполненная работа показала, что фрезерование на кабеле со специально разработанным фрезом является эффективным методом удаления препятствий в стволе скважины. Вращательное движение створки клапана, которое могло препятствовать работе фрезы, было сведено к минимуму. Выполненная работа по фрезерованию обеспечила полнопроходной диаметр для выполнения будущих операций.

#### **Высокоэффективное техническое решение для установки комбинированных пробок и активации сдвижных муфт на кабеле**

*Стюарт Мурчи, Одд Эйнар Магнуссен, Стиан Хааланд, Мартин Сатревик, Altus Intervention*

В скважине на норвежском континентальном шельфе было необходимо установить пробку для изоляции продуктивного интервала. После этого было необходимо открыть несколько сдвижных муфт, чтобы оптимизировать добычу нефти из скважины. Как правило, такая работа выполняется за две СПО, однако для экономии времени и затрат сервисной компанией было предложено выполнить работу за одну СПО.

Для выполнения работы было разработано техническое решение, которое обеспечивало высокую точность и полный контроль над выполнением комбинированной операции. Питание инструментов для посадки пробки и активации муфт осуществлялось по электрическому кабелю с возможностью управления компоновкой с устья и измерения забойных данных в реальном времени. Для корректной работы комбинированной компоновки кабель управления инструмента для посадки пробки, расположенного ниже, проходил через инструмент для активации муфт. Конструкция инструмента для активации муфт двустороннего действия в сочетании с ясом двустороннего действия, позволяет переключать муфты в обоих направлениях, если это необходимо во время операции. Также конструкция инструмента предусматривает возможность деактивации сдвигающих рычагов по команде для предотвращения случайного открытия/закрытия муфт во время движения компоновки.

Испытание комбинированной компоновки перед работой было проведено на испытательном стенде

intervention activity on this well, preventing a zone shifting job which potentially would triple the well's oil production.

The SCSSV flapper becoming a restriction was identified from slickline tubing clearance job, but the fact that it has been detached from its hinge was learned after getting the result from running downhole camera. The objective of the operation is regaining access to the zone below SCSSV for zonal isolation and perforation. The bit was specially designed to mill the flapper while minimizing the flapper rotational action that might have caused by the milling, hence increasing the milling effectiveness. As this is the first loose SCSSV flapper milling for Medco E&P Natuna, a System Integrity Test (SIT) was conducted at Service Company facility with actual flapper of the same type to prove the method would work, prior to the actual job onsite.

E-line milling with special designed bit was proven to be the effective method to solve the restriction issue in this well. The restriction was able to be milled, and rotational movement of the flapper which could have impeded the milling operation was minimized. A full-bore access was made available upon the milling job completion, which allow for future intervention work.

#### **Combined Plug Setting and Multiple Sleeve Shifting Electric Line Operation to Deliver a Precise, Highly Effective and Efficient Intervention Solution**

*Stuart Murchie, Odd Einar Magnussen, Stian Haaland, Martin Sætrevik, Altus Intervention*

A plug needed to be set in a well located in the Norwegian Continental Shelf to shut off an existing production interval, followed by the opening of several pre-installed reservoir control sliding sleeves, in order to optimise oil production from the well. It was suggested by the service company that such a two- run operation could be combined into a single run to save time and cost.

An electric line deployed solution was designed to ensure high accuracy and control across the combined operation, providing power to both the plug setting and sleeve shifting tools, along with real- time command and toolstring status readout at surface. The combined setting and shifting functionality required the use of a through-wired shifting tool to enable real-time activation of the plug setting tool, which was positioned below. A bi-directional shifting tool was used, which, in conjunction with a bi- directional stroker, would enable sliding sleeve shifting in both directions, if required, during the operation. Furthermore, its dogs were retractable on command to ensure no inadvertent shifting occurred while traversing the multiple sleeve positioned in the well.

Pre-job system integration testing was done at the service company location using a mock up completion comprised of two sleeves rigged up

сервисной компании с использованием модели компоновки заканчивания, состоящей из двух муфт ГРП и одной секции колонны в горизонтальном положении. Испытание подтвердило совместимость инструмента для посадки пробки и ключа для активации муфт в единой компоновке. Также при испытании не произошло заклинивания инструментов в компоновке заканчивания.

Спуск компоновки в скважину, корреляция глубины, посадка и извлечение пробки были успешно выполнены. Затем была также выполнена корреляция глубины для второго этапа работы с муфтами. Управление компоновкой в реальном времени и сбор данных об усилении и положении яса позволили выполнить успешное переключение всех муфт в соответствии с планом работ.

Наличие яса позволило успешно поднять пробку, когда она застряла в скважине во время спуска на целевую глубину. Натяжение электрического кабеля не позволило освободить пробку. Для возможности независимого извлечения яса и пробки в компоновке было установлено несколько промежуточных патрубков. Также компоновка была оснащена автономным датчиком давления и температуры. Анализ данных этого датчика после СПО позволяет подтвердить успешный сдвиг муфты. Для спуска компоновки в сильно искривленных участках скважины использовался трактор.

Работа по спуску комбинированной компоновки за одну СПО была успешно выполнена, и, таким образом, сэкономлено время.

### **Механическое создание отверстий в колонне без взрывчатых веществ с возможностью управления с устья**

*Джосюа Вурц, Мэтью Дрезел, Грег Гим, Schlumberger*

Механическое создание отверстий в колонне с помощью электрических инструментов без взрывчатых веществ с возможностью управления с устья представлено для демонстрации преимуществ и недостатков подобных систем по сравнению с традиционными технологиями со взрывчатыми веществами и/или механическими системами создания отверстий без использования электрического кабеля. В статье рассмотрены критерии проектирования работ, эффективность, вывод данных в реальном времени, проходные сечения полученных отверстий и факторы риска при анализе различных систем создания отверстий в колонне.

На протяжении многих лет в нефтяной промышленности в скважины спускается множество взрывчатых и невзрывчатых компоновок для перфорации колонн. Со временем конструкции скважин усложнялись, что привело к повышению спроса на технологии перфорации колонн.

Очередным шагом в совершенствовании методов перфорации колонн для все более сложных конструкций скважин стала разработка системы механического создания отверстий без взрывчатых веществ с возможностью управления с устья. Такая система является более безопасным и надежным вариантом по сравнению с традиционными методами. Также она обеспечивает мгновенную обратную связь с забоя. Кроме того, система позволяет значительно снизить риск повреждения контрольных линий, расположенных непосредственно за

with a tubing joint in a horizontal set-up. This tested that there was no incompatibility between the plug setting and sleeve shifting components of the combined tool string, and that no inadvertent tool hang up occurred within the completion.

The toolstring was run in hole, depth correlated and the plug set and released. Subsequent correlation was then done for the sleeve section. The real-time control and surface readout of stoker force and position enabled a precise sleeve shifting operation, and all sleeves were shifted successfully as per requirements.

The stoker also provided a means of pulling the plug when it got inadvertently stuck whilst running to set depth and the electric line winch was unable to pull the string free. Multiple release subs were also positioned in the toolstring to enable independent recovery of the plug and stoker assembly if required. In addition, a memory pressure/temperature gauge was run, which provided further validation of sleeve shifting upon download and analysis. A tractor was used to convey the toolstring across the highly deviated section of the well.

This single-run combined service solution delivered flawless operation with considerable time savings.

### **Instrumented and Surface-Controllable Nonexplosive Mechanical Punching of Downhole Tubulars**

*Joshua Wurtz, Matthew Dresel, Greg Giam, Schlumberger*

An instrumented, powered, and nonexplosive mechanical punching system with full surface control is presented to demonstrate the benefits and limitations of such systems versus traditional explosives and/or nonpowered mechanical punching systems. The paper will consider design criteria, performance, real-time outputs, flow areas, and operational risk factors when evaluating the different punching systems.

The oil industry has run many forms of explosive and nonexplosive punching or perforating assemblies in wells over the years. As well design and complexity have changed over time, so has the need for punching and perforating methods.

An instrumented and surface-controllable, nonexplosive mechanical puncher is the needed change in downhole punching and perforating methods for increasingly complex well designs. Such a system is seen as a safer, more reliable option than traditional methods, and it provides immediate feedback on the operation. Additionally, during punching operations, the system significantly reduces the risk of damaging control lines directly behind a tubular and eliminates the risk of damaging annular tubulars.

Unique design factors and mechanisms were evaluated and characterized to develop an

колонной, и исключает риск повреждения внешних колонн затрубного пространства.

При разработке данной системы был проведен анализ уникальных конструктивных особенностей и механизмов компоновки.

Для подбора исполнения и геометрического расположения элементов компоновки дырокола был проведен анализ на прочность, на усилия, необходимые для создания отверстий в колонне, а также на проходные сечения отверстий. Различные дыроколы были испытаны на трубах разных типоразмеров и групп прочности с целью определения взаимосвязи между изменением типа труб и изменением прочности, усилий и проходных сечений отверстий.

Результаты испытаний показали, что для каждого дырокола и определенного типа трубы характерны свои риски, прочность, усилия создания отверстия и диаметр отверстий. Эта информация может быть использована для модернизации дырокола под конкретную задачу. Кроме того, контрольно-измерительные приборы показали стабильность при многократном создании отверстий. Также можно определить момент создания отверстия и потенциальный износ дырокола.

Было показано, что данная система позволяет снизить риски в нескольких областях. По сравнению с созданием отверстий с помощью взрывчатых веществ на отверстиях, выполненных с помощью данной системы, не было ни следов вспучивания поверхности трубы, ни внутренних заусенцев или повреждений. При создании отверстий в колонне в затрубном пространстве находилась линия управления датчиком давления, однако после перфорации не было замечено никаких повреждений контрольной линии. Наконец, контроль с устья подтвердил, что использование электрического кабеля позволяет снизить риск прихвата компоновки.

Новизна данной системы прослеживается на этапах разработки, проектирования и анализа, выполненных с целью вывода на рынок усовершенствованной, более надежной и более эффективной системы создания отверстий в скважине. Кроме того, возможность управления с устья в реальном времени позволяет получать информацию о ходе работы и скважинных условиях, а также минимизировать риски и повысить уровень безопасности.

### **Фрезерование композитной пробки на кабеле в Аргентине**

*Гэри Агилар, Дэвид Аудело, Welltec Oilfield Services; Мартин Небиоло, Факундо Хименес, Рубен Вайгель, Фернандо Каналес, Хоэль Мартинес, YPF*

В марте 2018 года в Аргентине на месторождении нетрадиционных запасов было проведено фрезерование композитной пробки с помощью технологии фрезерования на кабеле. В данной статье подробно описываются этапы планирования и выполнение первой в Аргентине работы по фрезерованию композитной пробки на кабеле.

Работы по проведению ГРП по технологии Plug & Perf были приостановлены, когда композитная пробка застряла в хвостовике 127 мм (2,9 кгс/м) на глубине 2442 м по стволу в вертикальном участке скважины, пробуренной в залежи нетрадиционных запасов. Первоначально добывающая компания рассматривала возможность использования гибких труб для фрезерования пробки, однако из-за

оптимизированной и управляемой с поверхности, не взрывчатой механической системы пробки.

Материалы и геометрии пробки были оценены на долговечность, усилия, необходимые для проникновения в трубу, и площади потока. Эти пробки были охарактеризованы в нескольких размерах труб и сортах для определения взаимосвязи между изменениями в трубе к изменениям в той же долговечности, усилиях и площадях потока.

Было замечено, что разные типы пробки и трубы имеют разную операционную опасность, долговечность, усилия, необходимые для проникновения, и общую площадь потока. Эта информация может быть использована для оптимизации пробки под операционную задачу. Кроме того, с помощью инструментации было замечено, что есть повторяемость в пробках, проведенных, и успешная "выстрел" и потенциальный износ пробки может быть определен.

Было также замечено, что система снижает риск в нескольких областях. Когда сравнивали пробку с взрывчаткой, не было набухания трубы или внутренних заусенцев или повреждений. Система была пробита непосредственно в линию давления за трубой без повреждений внешней линии после пробки. Наконец, было замечено, что с помощью управления с поверхности, оптимизированные варианты могут быть использованы для снижения любых рисков при заклинивании.

Новизна этой инструментальной и управляемой с поверхности, не взрывчатой механической системы пробки заключается в инженерии, проектировании и характеристике системы для предоставления оптимизированной, более надежной и более эффективной системы пробки. Кроме того, есть ценность в знании в реальном времени статуса операции, диагностики скважины, и возможности управления с поверхности для управления рисками и дополнительными мерами предосторожности.

### **Композитное удаление пробки с E-Line Миллингом в Аргентине**

*Гэри Агилар, Дэвид Аудело, Welltec Oilfield Services; Мартин Небиоло, Факундо Хименес, Рубен Вайгель, Фернандо Каналес, Хоэль Мартинес, YPF*

В марте 2018, электрическая проволока (e-line) milling solution была развернута для удаления композитной пробки в нетрадиционной скважине в Аргентине. Этот абстракт описывает планирование и выполнение первой композитной пробки с удалением с помощью e-line milling solution в Аргентине.

Операции пробки и гидравлического фрезерования были остановлены, когда композитная пробка застряла в 5" 21.4 lb/ft casing на глубине 2442 м MD в вертикальном сечении нетрадиционной скважины. Оператор изначально рассматривал мобилизацию катушки (CT) для фрезерования пробки, однако ограничения по времени заставили их рассмотреть более эффективные альтернативные варианты. Доступность, короткое время мобилизации, эффективная установка, и прошлые успехи с помощью e-line tractor и milling assembly продемонстрировали явное преимущество перед CT для этого приложения.

нехватки времени они стали искать альтернативные варианты. Явными преимуществами технологии фрезерования на кабеле перед технологией ГНКТ являлись доступность, быстрая мобилизация, оперативный монтаж и опыт успешного применения компоновки трактора и фрезы на кабеле.

Целью работ было фрезерование композитной пробки и обеспечение доступа к следующей стадии ГРП на глубине 4252 м. Первая СПО для фрезерования пробки была успешно выполнена за 9,5 часа. В течение следующих 11 часов было выполнено две дополнительных СПО с фрезом тяжелого типа на разных глубинах, чтобы очистить доступ к целевой глубине. Использование данной технологии позволило продолжить работу в соответствии с программой без отклонений от плана работ.

Технология фрезерования композитных пробок и других препятствий на кабеле является эффективной и экономичной альтернативой традиционным методам. Дополнительные преимущества включают в себя значительное снижение рисков за счет сокращения персонала и оборудования.

### Секция 10. Повышение операционной эффективности, безопасности работ и уровня контроля за скважиной

*Постоянными задачами для отрасли являются последовательное снижение затрат, повышение экономической и операционной эффективности, а также снижение количества аварий и несчастных случаев. Повышение операционной эффективности может быть достигнуто за счет использования новых технологий, нового подхода к методам внутрискважинных работ, анализа данных о прошлых работах и сокращения временных затрат с помощью сбора данных в реальном времени. Данная секция посвящена успешно реализованным уникальным решениям с использованием различных технологий для повышения операционной эффективности.*

#### Развитие внутрискважинных технологий в подводных скважинах месторождения Бахус с использованием буровых судов и судов для ремонта скважин

*Родни Фаркухар, Джоэл Родригес, Роберт Макферсон, Apache North Sea*

Опыт проведения нескольких работ в подводных скважинах на нефтяном месторождении Бахус в Северном море показывает, как одна добывающая компания усовершенствовала процесс планирования внутрискважинных работ для решения различных проблем с использованием знаний, полученных в ходе успешно выполненных работ. Это способствовало улучшению процесса организации работ и снижению потенциальных рисков, а также привело к повышению эффективности следующих работ: ремонт газлифтного

The objective for the milling operation was to remove the composite plug and confirm unrestricted access to the next perf stage at 4,252 m MD. The successful plug milling operation on the 1st run required approximately 9.5 hours of milling. Over the next 11 hours, two additional runs with heavy milling at different depths were required to clear a path to the target depth. The use of this solution allowed the operation to continue as per the program without further interventions.

An e-line milling solution for composite plugs and other wellbore hardware is an efficient and cost-effective alternative to conventional methods. Additional benefits include a substantial decrease in HSE risk exposure by minimizing the operational footprint through a reduction of personnel and equipment.

### Session 10. Improving Operational Efficiency, HSE and Well Control

*A continuous challenge for our industry is how to consistently reduce costs, become leaner and more efficient while striving for zero HSE incidents. Improving operational efficiency can be achieved through leveraging new technology, taking a new approach to intervention methods, analysis of past job data, and reduction of operational time through real-time data. This session will focus on unique solutions successfully implemented through discussions utilizing various intervention methods to improve operational efficiency.*

#### Evolution of Bacchus Subsea Well Interventions Using Rig and Light Well Intervention Vessels

*Rodney Farquhar, Joel Rodriguez, Robert MacPherson, Apache North Sea*

A suite of subsea intervention case histories at the Bacchus oil field in the North Sea will demonstrate how one operator matured intervention planning to address well entry challenges using learnings gained over the course of successive jobs. This contributed to better management and mitigation of potential risks leading to slickline performance improvement for gas lift valve reconfiguration, the successful deployment of coiled tubing to clean out asphaltene deposits in a live subsea oil well from a monohull vessel and setting of a retrofit gas lift straddle to optimize and secure production. The paper outlines intervention asset selection, work programme development and risk mitigation measures related to subsea tree valve function issues and loss of full bore access

# КАМАЗ-ЛЕВША

Новый продукт ОАО «РИАТ»

## МОГУ ВСЁ!

МАХ. ВЫЛЕТ СТРЕЛЫ **12,6 м.** МАХ. ГРУЗОПОДЪЕМНОСТЬ **6,8 т.**

ЛЕБЕДКА **30 т.** С ТРОСОМ И КРЮКОМ

ДЛИНА ПЛОЩАДКИ **7 м.** ШИРИНА **2,5 м.**

▲ Длина автомобиля - 11900 мм.

▲ Двигатель - CUMMINS ISL400 50 (E-5)

▲ Фитинги - JOST

▲ Техническая грузоподъемность шасси - 23,5 т.

▲ Законодательно разрешённая грузоподъемность шасси - 15,5 т.



**ОАО РИАТ**

Официальный партнер ПАО «КАМАЗ»

+7 (8552) 30-51-03 [riatauto.ru](http://riatauto.ru)

запросить спецпредложение ► [ksm@riat.ru](mailto:ksm@riat.ru)

клапана с помощью канатной техники, применение ГНКТ для очистки асфальтеновых отложений в действующей подводной нефтяной скважине с помощью однокорпусного судна, установка сдвоенного газлифтного клапана для оптимизации добычи и повышения безопасности. В статье описываются подбор технологии, разработка плана работ и меры по снижению рисков, связанных со сбоями фонтанной арматуры и потерей полнопроходного доступа в скважину из-за асфальтеновых и парафиновых отложений. Описаны различные технологии внутрискважинных работ с применением канатной техники, каната с кабелем, электрического кабеля и ГНКТ, которые проводятся с использованием судна для ремонта скважин. В статье изложена технология анализа природы органических отложений в скважине и последующего применения результатов анализа к прогнозированию проблем с доступом в скважину и планированию внутрискважинных работ. Реальные примеры с полевой практики расширяют базу знаний о проблемах, с которыми сталкиваются в ходе внутрискважинных работ в подводных скважинах, а также дают информацию о способах борьбы с указанными проблемами.

### **Кинетический превентор – подушка безопасности для нефтегазовой отрасли**

*Бобби Галлахер, Дейв Джуда, Билли Галлахер, Стивен Ангстманн, Kinetic Pressure Control Limited*

В статье представлена запатентованная конструкция кинетического пиромеханического превентора с электроприводом, который позволяет срезать любой объект и обеспечить герметичность скважины.

Кинетический превентор (K-BOS) позволяет срезать любой элемент скважинного оборудования над долотом, что дает возможность убрать из нефтегазового словаря термин «несрезаемый». Благодаря кинетическому срезанию в скважине остается легкоизвлекаемый аварийный инструмент практически без повреждений. Благодаря простой, защищенной и герметичной технологии превентор способен полностью перекрыть проходное сечение после срезания и обеспечить герметичность за несколько миллисекунд, значительно снижая риски утечки легковоспламеняющихся и токсичных жидкостей и газов. Благодаря лучшим в отрасли технологиям мониторинга, испытания и активации плашек кинетический превентор является надежным барьером безопасности, который практически не требует технического обслуживания благодаря простой конструкции, где рабочие элементы не смачиваются скважинной жидкостью до момента активации. Это обеспечивает снижение затрат и сокращение длительности простоев. Как и автомобильная подушка безопасности, автономный кинетический превентор отвечает требованиям международных стандартов в отношении безопасности при эксплуатации и транспортировке пиротехнических устройств.

При разработке превентора были использованы технологии моделирования работы огнестрельного оружия, которые изначально были разработаны для военной отрасли. Адаптация данных моделей позволила прогнозировать результаты испытаний превентора на срезание различных труб, включая трубы, которые традиционно считаются «несрезаемыми». Для обоснования

caused by asphaltene and wax deposits. Light well intervention vessel and mobile rig operations using deployment methods including slickline, digital slickline, electric line and coiled tubing are described. The role of production technology work undertaken to better understand the nature of organic deposits in the wells and how that contributed to anticipating well access risks and inform intervention planning will be highlighted. These real field examples add to the knowledge base of well services and production technology challenges faced during subsea well intervention and highlights approaches to overcome them.

### **Kinetic Blowout Stopper – The Airbag for the Oil and Gas Industry**

*Authors Bobby Gallagher, Dave Juda, Billy Gallagher, Steven Angstmann, Kinetic Pressure Control Limited*

A proprietary design using a pyro-mechanical, electrically initiated, kinetic energy enabled shearing action has safely and reliably delivered on the promise of "Shear Anything" and seal successfully.

The kinetic blowout stopper (K-BOS) will shear anything in the well above the bit thus eliminating non-shearables from the oil & gas lexicon. Further a superior clean fish with minimal deformation is produced by the kinetic shearing action. The K-BOS will shut-in full flow and pressure blowouts in milliseconds with its simple protected hermetically sealed construction for unparalleled post-shearing sealing performance and dramatically reduce extremely deadly and damaging flammable and/or toxic gas releases. With unrivalled confidence and reliability with best-in-industry control system monitoring and function testing and actuation techniques, the K-BOS requires virtually zero maintenance because of its simple construction where the working components are not wetted by wellbore fluids until actuation, meaning lower costs and reduced NPT and downtime. Like the automotive air bag, the K-BOS is self-contained and meets US and International deregulation requirements regarding safety and logistics of pyrotechnic devices.

Starting with ballistic modeling technology developed for the military, the models were adapted to the K-BOS application and predicted the outcomes of shearing tests with different common tubulars including traditional "unshearables." A testing regime has been conducted to validate the models, demonstrate repeatability of the results, and demonstrate that a post shear seal could be achieved.

More than 30 test serials with the K-BOS 4-1/16" prototype including empty well-bore tests, shear tests ranging from 5/16" wireline to 3-1/2" Drill Collar with a 1" Wall Thickness. All tests to date have sheared the target tubular without failure.

результатов моделирования были проведены многократные испытания на срезающую способность, которые показали стабильность результатов. Также было показано, что превентор обеспечивает полную герметичность после срезания.

Было проведено более 30 испытаний прототипа превентора K-BOS 103 мм, включая испытания при отсутствии оборудования в скважине, испытания на срезание различных элементов – от кабеля диаметром 8 мм до бурильной колонны 89 мм с толщиной стенки 25 мм. На данный момент на всех проведенных испытаниях все целевые образцы труб были успешно срезаны. Превентор был испытан для труб различных конфигураций из различных материалов.

Во время испытаний превентор успешно срезал все целевые образцы, при этом процесс отвечал всем требованиям безопасности. Испытания подтвердили результаты моделирования, а также предоставили данные для корректирования процесса моделирования для конкретных задач. Это позволило обеспечить высокий уровень точности результатов моделирования работы превентора при срезании. Испытания на срезающую способность также показали, что при работе превентора не происходит повреждения уплотнений, что обеспечивает полную герметичность устья скважины после срезания.

Превентор K-BOS соответствует 5-му уровню технической готовности (по шкале API 17N), что дает возможность перейти к полевым испытаниям. Полученные результаты и непрерывающаяся работа над дальнейшей разработкой кинетического превентора K-BOS способствуют укреплению так называемой социальной лицензии нефтегазовой отрасли на проведение опасных работ.

**Кабели для обсаженного ствола с полимерной оболочкой нового поколения позволили добывающей компании в Мексике досрочно и без происшествий выполнить план по заканчиванию скважин и осуществить ввод скважин в эксплуатацию за девять дней до запланированного срока**

*Серко Сарьян, Schlumberger; Франсиско Арисменди, Сильвио Камперос, Франсиско Гарса, Iberoamericana De Hidrocarburos; Серхио Треллес, Джозеф Варки, Schlumberger*

Кабели для работы в обсаженном стволе с полимерной оболочкой нового поколения позволяют устранить все недостатки традиционных кабелей для геофизических исследований, обеспечивая повышение эффективности, значительное снижение риска потери контроля над скважиной, отсутствие необходимости в дорогостоящем техническом обслуживании, а также снижение затрат. Данная технология позволила добывающей компании в Мексике досрочно и без происшествий выполнить план по заканчиванию всех скважин на месторождении и начать добычу за девять дней до запланированного срока.

Недавно разработанная технология капсулирования и сшивания полимеров обеспечивает полную герметичность для электрического сердечника и оплетки кабеля. В результате устраняются риски разветвления жил, скручивания кабеля, газообразования и коррозии оболочки кабеля. Также исключается необходимость в использовании оборудования для закачки смазки. Равновесие крутящих

Multiple materials and configurations have been tested.

In all the shearing tests, the K-BOS successfully sheared the target while achieving all safety objectives. The shear test program has validated the models and has also provided validation data allowing for adjustments to the modeling technology for this specific application and resulting in a high level of accuracy and precision in design and shear performance expectations. The shear testing also showed that the K-BOS can shear without damaging the seals and provides an adequate sealing surface after shearing.

The K-BOS has successfully met technical readiness level 5 (API 17N scale) and is ready to move on to in the field scale shear and seal testing. These results and the continuation to continuing development further the prospects of ensuring the K-BOS achieves its mission to strengthen the industry's social license to operate.

**Mexico Operator Achieves HSE Incident Free Well Completion Program Ahead of Time and Nine Days of Early Production Using New Generation Polymer Encapsulated Cased Hole Wireline Cables**

*Serko Sarian, Schlumberger; Francisco Arismendi, Silvio Camperos, Francisco Garza, Iberoamericana De Hidrocarburos; Sergio Trelles, Joseph Varkey, Schlumberger*

New generation Polymer-filled and jacketed wireline cased hole cables eliminate all inherent bottlenecks of traditional wireline logging cables, enabling unprecedented operational efficiency with substantial reduction of well control risk and costly maintenance. This Technology enables a Mexico operator to deliver all their Operator Field wells ahead of time, without any HSE or well control incident while gaining 9 days of early production.

Recently developed Polymer encapsulation and bonding technology completely seal Wireline cables electrical core and armors. The result is elimination of armor birdcaging (see glossary) and stranding, grease injection and associated equipment, cable gassing-up and well fluid related armor corrosion. Total armor torque balance and polymer outer jacket substantially reduce Chrome or glass coated completions damage, cable friction and maintenance requirements. The result is unprecedented well control safety, grease related environmental and reservoir damage elimination, higher operational efficiency with faster rig-up/down and tripping speeds, reduced tractor conveyance needs with improved well access in complex completions and proven early production gains.

Contrary to conventional Wireline cables, the new generation polymer encapsulated cables come with a gas blocked core and a pressure balanced sealed cable termination. Potential well

моментов брони кабеля и полимерная внешняя оболочка значительно снижают вероятность повреждения кабеля при трении кабеля и работе с оборудованием с хромированным или стеклянным покрытием. Также снижаются требования к техническому обслуживанию кабеля. В результате данная технология обеспечивает следующие преимущества: высокий уровень контроля над скважиной, исключение вероятности загрязнения пласта и окружающей среды смазкой, высокая операционная эффективность, быстрый монтаж/демонтаж, сокращение длительности СПО, отсутствие необходимости в использовании скважинных тракторов, доступ в скважины со сложными технологиями заканчивания, а также досрочный ввод скважин в эксплуатацию.

В отличие от традиционных кабелей, кабели нового поколения с полимерной оболочкой поставляются с газозащищенным сердечником и герметичным кабельным наконечником со сбалансированным давлением. Таким образом, потенциальная фильтрация скважинной жидкости через поперечное сечение кабеля полностью исключается. Риск потери контроля над скважиной также практически исключен. Впервые в Мексике на газовом месторождении на севере страны в течение 2018 года было проведено 45 внутрискважинных работ с применением кабеля с полимерной оболочкой в обсаженном стволе (130 спуско-подъемных операций с суммарной проходкой более 300 000 м). Все работы по перфорации и геофизическим исследованиям, а также другие внутрискважинные работы в обсаженном стволе были выполнены без происшествий в области охраны труда, техники безопасности или контроля над скважиной. Необходимость в техническом обслуживании кабеля была практически исключена, что позволило значительно сократить время работ и затраты для всех вовлеченных компаний. По сравнению с традиционными работами с использованием обычного кабеля данная технология позволила вдвое сократить время на монтаж и демонтаж, а также увеличить операционную эффективность на 40%. Досрочный ввод скважин в эксплуатацию позволил превысить договорные показатели благодаря 9 суткам дополнительной добычи газа и конденсата.

Кабели для обсаженного ствола с полимерной оболочкой нового поколения позволили добывающей компании в Мексике с низкими затратами выполнить внутрискважинные работы эффективно, безопасно и без вреда для окружающей среды. Досрочный ввод скважин в эксплуатацию обеспечил превышение договорных показателей.

#### **Модульная гидравлическая установка для капитального ремонта скважин повышает операционную и экономическую эффективность работ по замене ЭЦН**

*Лори Дути, Абдулрахман Отайби, Хуссейн Сайуд, Saudi Aramco; Терри Тоал, Halliburton*

Капитальный ремонт скважин с традиционными установками выполняется с большим воздействием на окружающую среду, что усложняет технологические процессы. В данной статье проведен анализ альтернативных технологий замены ЭЦН. В качестве технологии, оказывающей наибольший вклад в повышение нефтеотдачи

fluid migration through the cable cross section is thus completely prevented. Along with the polymer jacketing, well control risk is all but eliminated. During 2018, and for the first time in Mexico, 45 cased hole interventions, 130 descents and more than 1,000,000 feet in the well polymer cable deployments were carried in a North Mexico gas field. All Perforations, Production logging and other cased hole descents were completed totally free from HSE, operational or well control issues. Logistically challenging cable maintenance trips were all but eliminated, saving substantial time and cost to all parties involved. Compared to conventional wireline operations, time saved using polymer encapsulated Wireline cables represented a 50% reduction in rig-up and rig-down time, as well as 40% operational efficiency gain. With wells delivered early to production all contractual targets were exceeded, adding 9 days of additional production of gas and condensate.

New generation Polymer encapsulated wireline cased hole cables have enabled the Mexico Operator plan and carry out efficient, safe, cost effective, and environmentally friendly Wireline Cased Hole operations, delivering producing wells ahead of time and exceeding contractual requirements.

#### **Modular Hydraulic Workover Unit Enhances Operational Efficiency and Cost Savings for ESP Replacement's**

*Laurie Duthie, Abdulrahman Otaibi, Hussain Saiood, Saudi Aramco; Terry Toal, Halliburton*

Workover operations with conventional workover rigs have an enormous impact on the site, adding strain to operational and production targets. Alternative approaches to optimize Electrical Submersible Pump (ESP) replacements were evaluated and a Hydraulic Workover Unit (HWU) was selected as delivering the most advantageous outcome for the field to expedite the workovers efficiently and cost effectively. The HWU is more than capable to overcome any challenges and perform the replacement of failed ESP's, yet at the same time is a more compact & mobile unit than a traditional workover rig resulting in a much reduced impact on the wellsite. Several major benefits are gained including; avoidance of disruption to nearby wells, faster well turn-around, reduced cost, and ultimately an increased production avails. The size and scale of conventional workover rig and well spacing require the candidate well and other nearby wells to remove flowlines and instrumentation to create enough space for the rig and ancillary equipment. One of the primary design features of a standard HWU is the high level of accessibility in tight spaces allowing the unit to be assembled in small multiple individual components. This can be

месторождения, была выбрана гидравлическая установка, позволяющая проводить капитальный ремонт с большей эффективностью и меньшими затратами. Гидравлическая установка КРС способна решить проблемы, возникающие при замене ЭЦН. Также данный тип установки является более компактным и более мобильным по сравнению с традиционными установками КРС, что значительно снижает воздействие на окружающую среду на рабочей площадке. Основные преимущества данной технологии: не наносится вред соседним скважинам, длинный межремонтный период, меньшие затраты и повышенная добыча после операции. Как правило, для предоставления достаточной площади для традиционной установки КРС и вспомогательного оборудования на скважине-кандидате и соседних скважинах проводится демонтаж трубопроводной обвязки. Одним из основных преимуществ стандартной гидравлической установки КРС является возможность размещения на малой площади, при этом установка собирается из маленьких индивидуальных элементов. Такая сборка может занять много времени, поэтому была поставлена задача сократить время на монтаж, при этом сохранив компактность. Для решения задачи была разработана специальная гидравлическая установка КРС с модульной сборкой из нескольких малых модулей, что обеспечивает быстрый монтаж и оперативность работы. Компактность установки была сохранена, что позволило произвести замену ЭЦН без демонтажа действующей трубопроводной обвязки.

Гидравлическая установка КРС является ключевым технологическим драйвером оптимизации операционных затрат. В рамках проекта по проведению работ на 8 скважинах средние затраты на скважину снизились на 61%. В отношении операционной эффективности время подготовки рабочей площадки и скважины сократилось на 69%, а время на монтаж – на 13%. Высокий уровень оптимизации эффективности и затрат, а также возможность ускоренного ввода скважины в эксплуатацию делает разработку данной технологии переломным моментом для сферы услуг по замене ЭЦН. Широкий функционал гидравлической установки КРС позволяет считать данную технологию конкурентоспособной, альтернативной традиционным установкам КРС для замены ЭЦН. Тот факт, что элементы модульной конструкции гидравлической установки КРС уже предварительно смонтированы, минимизирует вероятность аварий и опасных инцидентов при монтаже, что повышает уровень безопасности для персонала.

#### **Оптимизация работ с ГНКТ в глубоких скважинах с помощью моделирования в реальном времени**

*Адриан Ларрондо, Хуан Пабло Николас Раньери, Диего Александр Мароццини, Baker Hughes, a GE Company*

С целью повышения нефтеотдачи и достижения экономически устойчивого процесса разработки нетрадиционных запасов в Аргентине нефтегазовые компании бурят горизонтальные скважины с длиной горизонтальных участков от 2500 до 3000 м. Чтобы обеспечить рентабельную добычу углеводородов, в горизонтальных скважинах проводится многостадийный гидроразрыв пласта (МГРП).

Наиболее распространенным методом проведения МГРП

very time consuming so the challenge was to benefit from the superior accessibility but also to minimize the rig time for a more efficient process. To achieve this, a specialized fit for purpose HWU with the modular construction packaged into minimal components allowing for a swift rig up and efficient deployment of the unit. This HWU remains highly accessible and can replace the failed ESP without disturbing the installed production flowline infrastructure and instrumentation.

The HWU has been a key technology enabler transforming the status quo to improve the optimization of resources and reduce operational costs. During the project of 8 pilot wells, the average workover cost reduction was calculated at 61% per well. The improvement in operational efficiency benefited from an overall 69% faster site and well preparation duration with a 13% reduction in rig time. The magnitude of these improvements in efficiency, cost avoidance and the unlocking of earlier production availability is a game changer for ESP replacement operations. The HWU equipped with comprehensive capabilities has proven itself as a viable alternative to conventional workover rigs to replace failed ESP's. The design enhancements of the pre-assembled modular construction for the HWU minimizes the hazardous and labor-intensive assembly onsite, increasing the safety environment for the operational personnel.

#### **Optimizing Coiled Tubing Extended Reach Operations with Real Time Simulations**

*Adrian Larrondo, Juan Pablo Nicolas Ranieri, Diego Alejandro Marozzini, Baker Hughes, a GE Company*

With the objective of increasing productivity and achieving an economically sustainable development of the non-conventional reservoirs in Argentina, the oil and gas (O&G) energy companies are focused on drilling horizontal wells with lateral extensions between 2500 m (8,200 ft) to 3000 m (9,840 ft) in length. In order to produce commercial volumes of hydrocarbons, it is mandatory to fracture-stimulate multiple zones.

The "plug and perf" method continues to be the most common completion technique in the field. Once the stimulation is completed, a coiled tubing (CT) milling operation is undertaken to remove the frac plugs. Critical to achieving a successful operation is reaching total depth (TD) in the well with the coiled tubing. The precise determination of the operational coefficient of friction (CoF) between the coiled tubing string and the production casing, could be the difference between failure and success, affecting both the technical and economical results of the project.

остается технология Plug & Perf. В рамках данного метода после ГРП в скважине проводится фрезерование пробок на ГНКТ. Основным показателем успешно выполненной работы является дохождение ГНКТ до забоя. Для этого очень важно точно определить коэффициент трения между колонной ГНКТ и эксплуатационной колонной, поскольку это влияет как на технические, так и на экономические результаты проекта.

Цель данной статьи – поделиться уроками, извлеченными после проведения более чем сорока операций в глубоких горизонтальных скважинах, и опытом, полученным при выполнении моделирования в реальном времени для определения растягивающей нагрузки и коэффициента трения. Также в статье представлены результаты внедрения данной технологии и новой рабочей методологии в полевую практику. Это обеспечило возможность прогнозировать отклонения коэффициента трения от нормальных значений, более точно оценивать влияние твердых частиц в стволе скважины на коэффициент трения, а также повысить эффективность понизителя трения «металл-металл», используемого во время фрезерования.

### **Технология перфорации на депрессии позволила сократить количество спуско-подъемных операций с кабелем в 6 раз, а длительность работы – в 3 раза**

*Джилл Хиллиер, Карлос Эдуардо Гуэδες, Карлос Бауманн, Абрахам Торрес, Серко Сарьян, Шариф Абоельнага, Schlumberger*

Использование системы перфорации на кабеле позволило значительно сократить длительность работы и увеличить максимальную длину компоновки перфораторов для одной СПО по сравнению с традиционными технологиями на суше и в море, в операциях с ограниченной высотой монтажа на устье как с буровой установкой, так и без.

В условиях ограниченной высоты монтажа на устье, например, на операциях с невысокой буровой установкой или малым вылетом стрелы крана, для проведения перфорации длинного интервала необходимо проводить несколько спусков перфораторов. Чтобы уменьшить количество спусков, перфораторы соединяются с помощью устройства герметичного баллистического переноса. Данное устройство обеспечивает герметичность компоновки на устье, а также обеспечивает баллистический перенос заряда от одного перфоратора к другому на забое. Также устройство позволяет оптимизировать процесс перфорации на депрессии. Количество таких соединительных устройств в одной компоновке не ограничено. Устройство позволяет проводить спуск и извлечение перфораторов под давлением до 103 МПа, также устройство рассчитано на эксплуатацию в среде с содержанием сероводорода.

Применение данной технологии обеспечивает значительную экономию времени на монтаж компоновки, а также повышение безопасности с помощью удаленной панели управления, которая позволяет соединять и разъединять перфораторы под давлением с более безопасного расстояния. На текущий момент данная технология была применена во множестве скважино-операций. Одним из примеров, представленных в данной статье, является горизонтальная скважина, в которой перфорация проводилась с морской установки с очень

The goal of this paper is to share the lessons learned after more than forty extended reach operations and the experience earned on the utilization of real time simulations to define both, the tensile load exerted for an extended reach tool and the coefficient of friction found during coiled tubing operations. Also demonstrate, by analyzing real life applications, how the implementation of this technology and new working methodology, allows to anticipate deviations with respect to the "normal" values of friction, achieve a better understanding of the influence of solids in the completion to the coefficient of friction and obtain a more efficient use of the metal-metal lubricant utilized during the milling operations.

### **Under Pressure Perforating Deployment System Leads to a Six-Fold Reduction in Wireline Runs and a Three-Fold Reduction of Rig Time**

*Jill Hillier, Carlos Eduardo Guedes, Carlos Baumann, Abraham Torres, Serko Sarian, Sharif Aboelnaga, Schlumberger*

The perforating deployment system significantly reduces rig time while maximizing the perforation length per run as compared with traditional systems, both on land and offshore, for rig or rigless interventions with very limited rig-up height.

In limited rig-up height interventions, such as installations with short rig-up height or small cranes, to perforate long intervals it is necessary to use multiple short gun runs. To reduce the number of runs, short gun subassemblies are connected using a sealed ballistic transfer connector. The sealed ballistic transfer connector provides surface wellhead pressure containment sealing capability within the gunstring while also ensuring downhole ballistic transfer between guns subassemblies and the added value of optimizing perforating underbalance conditions. There is no limit on the number of sealed ballistic transfer connectors that can be used in one string. The sealed ballistic transfer connector allows deployment and reverse deployment under pressure in wells up to 103 Mpa, and it is qualified for H<sub>2</sub>S environments.

The application of this technology allows significant rig-time savings and reduces personnel exposure via a remote operational console that enables personnel to connect and disconnect the guns under pressure from a safer distance. To date many jobs have been completed with this proven technology. One example presented in this paper is a horizontal well perforated from an offshore installation with an extremely short rig-up height, where there was only 16 m available to deploy wireline toolstrings. The limited height meant that a conventional wireline with tractor would allow deploying only a single 6-m-long gun carrier per trip. Using sealed ballistic transfer connectors enabled a 53-m gunstring (seven 6-m and one

малой высотой, где для монтажа компоновки было доступно только 16 м. Это означало, что при применении традиционной технологии спуска на кабеле с трактором за одну СПО можно было спустить компоновку с максимальной длиной перфораторов только 6 м. Использование восьми устройств герметичного баллистического переноса позволило спустить в скважину компоновку длиной 53 м (семь 6-метровых и одна 3-метровая компоновка перфораторов с дополнительными элементами) за одну СПО. Для данных условий это стало рекордом. В ходе этой работы было проведено более 100 стадий перфорации, что позволило снизить требуемое количество спусков на кабеле с 59 до 10 и сэкономить 51 день операционного времени.

Данная статья показывает, как интегрированное применение технологии герметичного баллистического переноса, скважинных тракторов и кабелей с полимерной оболочкой может сократить время выполнения работ по перфорации с малой высотой монтажа как на суше, так и на море. В другом представленном в статье примере применение технологии позволило добывающей компании сэкономить несколько дней операционного времени, а также сократить вовлеченность персонала при выполнении длительных опасных работ.

#### **Опыт оптимизации работ по фрезерованию в нефтегазоносном бассейне Монтни в Канаде**

*Блэйз Лукье, Reservoir Group – отдел внутрискважинных работ*

Свита Монтни является основной стратиграфической единицей со сланцевой нефтью и сланцевым газом в отложениях нижнего триаса в западном канадском осадочном бассейне в Британской Колумбии и Альберте. Ресурсы свиты оцениваются в 12,7 триллиона кубометров природного газа, 14 521 миллион баррелей газового конденсата и 1125 миллион баррелей нефти. Для извлечения углеводородов из пластов этой свиты бурятся горизонтальные скважины, на которых затем проводятся различные операции многостадийного ГРП от 25 до 75+ стадий. По мере увеличения количества стадий и удлинения горизонтальных участков для большего охвата пласта происходит непрерывный цикл разработки новых технологий и модернизации оборудования с целью повышения нефтеотдачи.

Изоляция интервалов ГРП производится либо посредством спуска механического оборудования в скважину в составе компоновки хвостовика, либо во время ГРП. При разработке свиты Монтни наиболее распространенной технологией изоляции стадий является метод Plug & Perf. В рамках технологии в скважину прокачиваются и устанавливаются на кабеле мостовые пробки из композитного материала. Затем во время этой же СПО с кабелем производится кумулятивная перфорация нескольких интервалов. Затем на этих интервалах производится ГРП, и этот процесс повторяется для каждой стадии. После этого проводится фрезерование композитных пробок для обеспечения притока скважинной жидкости вверх по скважине. В данной статье представлен анализ данных работ с 62 скважин, пробуренных в высокопродуктивных залежах свиты Монтни. В статье рассматриваются методы модернизации технологии, а также эффективность измерения данных во время фрезерования. ●

3-m carrier plus adaptations) to be deployed in a single run using eight sealed ballistic transfer connectors. This was a record for the deployment conditions. More than 100 deployment and reverse deployment insertions were successfully conducted during this perforating job, reducing the required number of wireline runs from 59 to 10, and saving 51 days of operation and rig time.

This paper demonstrates how the integrated application of the perforating sealed ballistic transfer connector technology, tractors, and polymer-encapsulated cables can reduce time in long perforating jobs with short rig-up heights both on land and offshore. In another presented example, the operator saved days of rig time, in addition to large economic and production time savings, and also reduced the exposure of personnel to lengthy, riskier tasks.

#### **Case Study: Optimizing Milling Operations within the Canadian Montney Play**

*Blaise Lukye, Reservoir Group – Well Intervention*

The Montney Formation is a major shale gas and shale oil producing stratigraphical unit of Lower Triassic age in the Western Canadian Sedimentary Basin in British Columbia and Alberta. The potential resource is estimated at 449 trillion cubic feet of marketable natural gas, 14,521 million barrels of marketable natural gas liquids (NGLs) and 1,125 million barrels of oil. The hydrocarbon resource is unlocked using horizontal drilling followed by various fracture stimulation techniques from 25 to 75+ stages. As stage counts increase and lateral lengths are extended further to stimulate more formation, the challenges of efficiently completing a producing well is a continuous cycle of technique development and equipment improvements.

Hydraulic isolation between fracture stimulation stages is established using mechanical methods deployed as an integral part of the production casing string or inserted into the production casing string during the fracture stimulation. In the Montney, the method of "plug-and-perf" has been the predominant method of isolating stages. The method utilizes highly drillable bridge plugs pumped down and set on wireline followed by explosive jet perforating one or several 'perf clusters' during the same wireline run. These perforation intervals are fracture stimulated and the process is repeated for each stage until the lateral is fully stimulated. These drillable bridge plugs are then removed during the post-stimulation drillout phase of the completion to open the production casing for hydrocarbon inflow. This paper is a case study of a 62 well data set in a confined, highly productive area in the Montney resource play. The paper discusses progressive improvement methods and measuring efficiency of post-stimulation drillouts. ●



Society of Petroleum Engineers

# РОССИЙСКАЯ НЕФТЕГАЗОВАЯ ТЕХНИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ SPE

Крупнейшее нефтегазовое мероприятие SPE в регионе

22–24 октября 2019

“Холидей Инн Сокольники”  
Москва, Россия

## Регистрация откроется 1 июня 2019

Следите за обновлением информации на сайте [go.spe.org/19rptc-ru](http://go.spe.org/19rptc-ru).

ЗОЛОТЫЕ СПОНСОРЫ



СПОНСОР МОБИЛЬНОГО  
ПРИЛОЖЕНИЯ



Стремимся  
к большему!

СПОНСОР ПАКЕТА  
ДЕЛЕГАТА

HALLIBURTON

СПОНСОР  
БЕЙДЖЕЙ



СПОНСОР  
РЕГИСТРАЦИИ

Schlumberger



По всем вопросам обращайтесь к нам по электронной почте [russianoilandgas@spe.org](mailto:russianoilandgas@spe.org),  
тел.: +7(495) 268-04-54.



# Появление нового стандарта в ГНКТ.

Как компания предоставляющая сервис с ГНКТ, Вы часто сталкиваетесь со множеством проблем – таких как коррозия на сварных швах, прочность гибкой трубы и её долговечность, бурение с увеличенным радиусом, и у нас есть решение этих проблем. Мы с гордостью представляем Advent™ - добро пожаловать в будущее ГНКТ.

Узнайте больше о будущем ГНКТ на [nov.com/advent](http://nov.com/advent)

Quality Tubing | **NOV** Completion & Production Solutions

# Главное – это консенсус недропользователей и подрядчиков

## The Consensus Between Operators and Contractors is the Key

На вопросы журнала «Время колтюбинга. Время ГРП» отвечает Е.А. АЛЬМУХАМЕТОВ,  
генеральный директор ТОО «Азотный завод».

**Erbolat ALMUKHAMEDOV, general director of a limited liability partnership "Nitrogen Plant",  
is interviewed by Coiled Tubing Times Journal.**

Е.А. Альмухаметов родился 20 февраля 1964 года в Семипалатинске Восточно-Казахстанской области. По окончании средней школы поступил в Павлодарский индустриальный институт. В 1986 году получил диплом по специальности «инженер-механик автомобилей и тракторов».

Трудовую деятельность начал в 1986 году на Семипалатинском комбайноремонтном заводе в качестве инженера-технолога.

Работал на Семипалатинском «Агропромтранс АТП-2» в качестве мастера по контролю транспортных средств, инженера безопасности дорожного движения. Являлся начальником гаража Семипалатинского бумажно-тарного комбината, занимал ряд руководящих должностей на Семипалатинском областном объединении по материально-техническому обеспечению агропромышленного комплекса.

С 1996 года – заместитель директора Семипалатинского комбайноремонтного завода по коммерческим вопросам, затем директор этого предприятия.

С 2007 года – директор, с 2012 года – генеральный директор ТОО «Азотный завод» (Уральск, Западно-Казахстанская область).

Е.А. Альмухаметов является безупречным руководителем предприятия, обладающим современным видением, техническим чутьем, компромиссно решая задачи, что формируют его как одного из добросовестных бизнесменов, занимающих лидирующую позицию среди поставщиков услуг для нефтегазовой отрасли Казахстана, а также среди производителей криогенной продукции.



Erbolat Almkhamedov was born on February 20, 1964 in Semipalatskoye town in East Kazakhstan region. After school, he entered Pavlodar Industrial Institute. In 1986, he finished his diploma in "Automobiles and Tractors Engineering".

He started working in 1986 at Semipalatskiy repair plant for combine harvesters as a process engineer.

Then he worked at Semipalatskiy "Agroprotrans ATP 2" as a supervisor for vehicles control and a road safety engineer. He was a head of the workshop in Semipalatskiy paper plant, held senior positions at Semipalatskiy region community for inventory and logistics management for industrial agriculture.

Starting from 1996, he was a deputy director for commercial matters at Semipalatskiy repair plant for combine harvesters, and then he was a director of this plant.

Starting from 2007 he was a director at limited liability partnership "Nitrogen Plant" (Uralsk, West Kazakhstan region); starting from 2012 he is a general director.

Erbolat Almkhamedov is an excellent director possessing modern vision, technical intuition and problem-solving skills always being able to find a compromise. These skills make him one of the conscientious business people holding a leading position among service providers for the oil and gas industry of Kazakhstan and among producers of cryogenic products.

**«Время колтюбинга»: Ерболат Ахметханович, с момента нашей прошлой беседы («ВК» № 3 (45), сентябрь 2013) прошло много времени. Давайте освежим в памяти читателей журнала информацию о ТОО «Азотный завод», которым Вы руководите.**

**Ерболат Альмухаметов:** Необходимо сказать, что нефтегазовая и энергетическая отрасли Казахстана составляют основу экономики нашей страны, определяющую ее стабильное экономическое развитие, что, безусловно, формирует базис для активной реализации стратегии диверсификации отечественной экономики. В настоящее время огромную роль в успешном и эффективном развитии нефтегазовой/нефтеперерабатывающей отраслей играет продукция ТОО «Азотный завод».

**Coiled Tubing Times: Erbolat Akhmetkhanovich, it's been a long time since our last interview (Issue № 3 (45), September 2013). Let's refresh our readers' memory on the "Nitrogen Plant" company that you manage now.**

**Erbolat Almkhamedov:** It has to be said that the oil and gas and power industries of Kazakhstan make the basis of the economy of our country defining its stable economic development that, certainly, forms the basis for active implementation of strategy of diversification of domestic economy. Now products of "Nitrogen Plant" LLP play the huge role in successful and effective development of oil and gas/oil processing industries.

From the very first day our plant was considered as the unique enterprise and soon occupied a worthy

С самого первого дня наш завод создавался как уникальное предприятие и вскоре занял достойную рыночную нишу. Основными принципами нашей деятельности являются ответственность, добросовестность, конкурентоспособность. Строительство нашего завода началось в 2003 году, в Уральске (Западный Казахстан), и уже 28 мая 2007 года был осуществлен его пуск в эксплуатацию. Именно этот день является знаковым для нашего коллектива. Тогда у нас появилась возможность поставки жидкого азота по всему Казахстану, тогда, располагая автономными мобильными установками, мы начали осуществлять газификацию жидкого азота на месте проведения работ у заказчика, что и по сей день делаем с успехом.

Сегодня ТОО «Азотный завод» является одним из крупнейших казахстанских производителей криогенной продукции. Предприятие позиционируется на рынке как отечественный товаропроизводитель и поставщик услуг. Завод специализируется на оказании услуг по испытанию, осушке, инертизации технологических и магистральных трубопроводов, резервуаров, а также на производстве и доставке жидкого азота, кислорода.

**ВК: Известно, что «Азотный завод» оказывает сервисные услуги с использованием азотных установок. Расскажите, пожалуйста, об этом направлении работы.**

**Е.А.:** Действительно, в своей рутинной работе мы активно применяем азотные установки, насосы, что позволило увеличить объемы работ с использованием данного оборудования. Сегодня мы оказываем достойную поддержку и сервисное обслуживание такому предприятию, как «Тенгизшевройл». Это крупнейшая нефтедобывающая компания в Казахстане, совместное предприятие с американской компанией Chevron. Одновременно мы проводим работы на Чинаревском нефтегазовом месторождении, поставляем азот на Карачаганакское месторождение.

Для эффективного и безупречного развития необходимо согласованное воздействие множества факторов, каждый из которых является важной составляющей производственного процесса. Один из главнейших факторов здесь – производство азота. Это связано с тем, что азот используется на всех стадиях производства углеводородного сырья, начиная от добычи и заканчивая переработкой и транспортировкой. Список наших партнеров с каждым годом пополняется, что позволяет нам увеличивать и объемы своей работы. Так, нашими партнерами являются «ИнтерГаз Центральная

market niche. The basic principles of our business are responsibility, conscientiousness, competitiveness. Construction of our plant began in 2003, in Uralsk (Western Kazakhstan), and it was commissioned already on May 28, 2007. This is a landmark day for our company. We had an opportunity to supply liquid nitrogen across all Kazakhstan. With our autonomous mobile installations, we began to carry out gasification of liquid nitrogen on the customer's work site and we have been performing it successfully to this day.

Today "Nitrogen Plant" LLP is one of the largest Kazakhstan producers of cryogenic products. The company is positioned in the market as a domestic producer and service provider. The plant specializes in providing services for testing, dehydration and purging of process and long-distance pipelines and tanks. In addition, we provide such services as delivery of liquid nitrogen and oxygen.

**Завод специализируется на оказании услуг по испытанию, осушке, инертизации технологических и магистральных трубопроводов, резервуаров, а также на производстве и доставке жидкого азота, кислорода.**

**The plant specializes in providing services for testing, dehydration and purging of process and long-distance pipelines and tanks. In addition, we provide such services as delivery of liquid nitrogen and oxygen.**

**CTT: It is known that "Nitrogen Plant" provides services using nitrogen units. Could you please tell about this product line?**

**Е.А.:** Yes, in the routine work we actively use nitrogen units and pumps. This allowed to increase the amount of operations with this equipment. Today we provide significant support and service to Tengizshevroil. It is the largest oil production company in Kazakhstan, joint venture with the American company Chevron. At the same time we carry out operations at the Chinarevskoye oil and gas field and deliver nitrogen to Karachaganakskoye field.

Effective and faultless development requires the coordinated effect of a number of factors, each of which is an important component of the operation process. One of the major factors here – production of nitrogen. This is because nitrogen is used at all stages of production of hydrocarbon raw materials, beginning from production and finishing with processing and transportation. The list of our partners is expanding every year allowing us to increase the scope of work. Therefore, our partners are "Intergas Central Asia", "Aktobemunaygaz", "Zhaikmunay" and a number of other companies that need nitrogen injection.

Our experts provide services for the Asian Gas Pipeline including dehydration, inertisation, replacement of valves, etc. In fact, we perform operations everywhere where inert environment is applied.

Азия», «Актобемунайгаз», «Жаикмунай» и ряд других предприятий, где необходимо производить азотные закачки.

При обслуживании «Азиатского Газопровода» нашими специалистами производится осушка, инертизация, замена крановых узлов и т.п. Фактически мы выполняем работы везде, где применяется инертная среда.

**ВК: Каков штат Вашей компании?**

**Е.А.:** Каждый человек – это личность, именно он делает историю. И это не пустые слова. Сотрудники нашего коллектива оказывают огромное влияние на развитие нашего завода, принимая активное участие в реализации каждого проекта. Если чуть больше шести лет назад штат нашего завода составлял 25 человек, то сегодня в компании задействовано уже 125 сотрудников.

Мы проводим огромную работу по формированию коллективного духа, развитию корпоративного единства, где немаловажным является постоянное повышение уровня профессиональной подготовки наших специалистов путем организации обучающих семинаров как на базе отечественной школы, так и с участием зарубежных специалистов, организовываем мастер-классы.

**ВК: Не поделитесь ли примером работ, из числа тех, которыми «Азотный завод» может гордиться?**

**Е.А.:** Тот опыт, что мы наработали, является бесценным, поскольку он позволяет разрабатывать новые проекты, приобретать надежных партнеров, нарабатывать колоссальные знания. Поэтому для меня лично каждый новый проект – это веха, которой по праву отведется достойная страница в «Книге жизни» нашего завода.

Из последних хотелось бы отметить проект по капитальному ремонту для компании «Тенгизшевройл», где мы смогли достойно выполнить работы в полном объеме, куда входило проведение ремонтных работ 13 линий, что позволило закачать всего за месяц 1070 тонн азота.

**ВК: Обычно «Азотный завод» выступает в роли генерального подрядчика?**

**Е.А.:** Я, как руководитель, очень горжусь тем, что ТОО «Азотный завод» сегодня уверенно стоит на ногах, что позволяет нам работать только «на первых ролях» – в роли генподрядчика и заключать мастер-контракты напрямую с недропользователями. На субподряде мы не работаем!!!

**ВК: Установки какого производителя составляют парк «Азотного завода»?**

**Азот используется на всех стадиях производства углеводородного сырья, начиная от добычи и заканчивая переработкой и транспортировкой.**

**Nitrogen is used at all stages of production of hydrocarbon raw materials, beginning from production and finishing with processing and transportation.**

**CTT: How many people work at your company?**

**Е.А.:** Every person is a personality that makes history. This is not just mere words. Our employees have a huge impact on development of our plant, taking active part in implementation of each project. More than six years ago, the staff

of our plant was 25 people. Today we have 125 employees.

We carry out a huge amount of work on building team spirit and developing corporate unity. Important task is to continuously improve professional excellence of our specialists by the organization of training sessions both based on domestic school, and with foreign experts. We also conduct workshops.

**CTT: Could you share the example of operations "Nitrogen Plant" can be proud of?**

**Е.А.:** Our priceless experience allows to develop new projects, to get reliable partners, to acquire vast knowledge. That is why, for me personally, each new project is a milestone that is worth a page in "The book of life" of our plant.

Among last projects I'd like to note the project on major repair for the Tengizchevroil company where we could successfully perform all operations including repair of 13 lines. This allowed to pump 1070 tons of nitrogen in one day.

**Мы выполняем работы везде, где применяется инертная среда.**

**We perform operations everywhere where inert environment is applied.**

**CTT: Usually "Nitrogen Plant" is the general contractor?**

**Е.А.:** As a director, I am very proud of the fact that "Nitrogen Plant" LLP is an independent company. This allows us to work only at top levels as the general contractor and to sign contracts directly with operators. We do not work as a subcontractor!!!

**CTT: What is the manufacturer of nitrogen pumps in "Nitrogen Plant" LLP?**

**Е.А.:** We have autonomous mobile units that can carry out gasification of liquid nitrogen on the customer's work site. We perform these operations successfully every day. Our plant has its own fleet of transport for delivery of products both on public roads, and out of road. This fleet is one of the largest in Kazakhstan. We have three units manufactured by FIDMASH and three units from Hydra Rig.

It is worth mentioning that we have a unique unit for pipeline cleaning with different temperature range – it is possible to heat nitrogen to 160–170 °C

**Е.А.:** Мы располагаем автономными мобильными установками, позволяющими осуществлять газификацию жидкого азота на месте проведения работ заказчика, что мы и делаем с успехом каждый день. Наш завод имеет собственный, один из значимых в Казахстане, парк специального транспорта для доставки продукции как по дорогам общего пользования, так и вне дорог. У нас работают три установки от СЗАО «ФИДМАШ» и три установки от компании Hydra Rig.

Важным является то, что мы имеем уникальную установку, предназначенную для очистки трубопроводов, где задействован другой температурный диапазон: можно азот нагревать до 160–170 °С, что необходимо для вытеснения жидкой серы из трубопроводов. Уникальность этой установки заключается в том, что она спроектирована нашими специалистами, изготовлена на одном из российских предприятий согласно нашим данным и с учетом всех требований.

#### **ВК: А какие установки работают на скважинах?**

**Е.А.:** Те же азотные. Мне бы хотелось отметить и тот факт, что мы действительно смогли себя зарекомендовать как достойного представителя в этой отрасли, что позволяет нам оказывать и такие услуги, как, например, предоставление нашего оборудования в аренду. Так, компания Baker Hughes в настоящее время арендует одну нашу установку. Установка используется при различных операциях, на закачке азота при производстве гидроразрыва пласта и кислотных обработках скважин. Учитывая, что технический персонал нашего завода – специалисты высокого класса, они постоянно привлекаются другими компаниями в качестве консультантов и для поддержки технического сопровождения проектов.

#### **ВК: Какие технологии внутрискважинных работ пользуются популярностью в Казахстане?**

**Е.А.:** Конечно, с учетом быстрого развития нефтегазового направления вкупе с научно-техническим прогрессом на данный момент мы можем констатировать, что активно применяются многие технологии с использованием ГНКТ, но также производятся ГРП. Однако на казахстанских месторождениях отмечается высокое внутрискважинное давление, и во многих местах есть фонтанирующая нефть, в связи с чем там нет необходимости во внутрискважинных работах, ►

**На казахстанских месторождениях отмечается высокое внутрискважинное давление, и во многих местах есть фонтанирующая нефть, в связи с чем там нет необходимости во внутрискважинных работах, направленных на повышение нефтеотдачи пласта.**

**Kazakhstan fields are characterized by a high reservoir pressure, and wells are produced with the natural flow. That is why these wells do not require interventions for enhancing oil recovery.**

temperature required for removal of liquid sulfur from pipelines. The unique feature of this unit is that it is designed by our experts and is made at one of the Russian companies according to our data and taking into account all requirements.

#### **CTT: What units do you use for performing operations in oil and gas wells?**

**Е.А.:** The same nitrogen units. I would also like to state the fact that we proved to be a highly-regarded representative in this industry that allows us to provide such services as provision of our equipment for rent. For example, today Baker Hughes rents one our unit. This unit is used for various operations including pumping nitrogen for hydraulic fracturing and acid treatments. Specialists of our plant are top experts, so other companies often employ them as consultants and for technical support.

#### **CTT: What well intervention technologies are popular in Kazakhstan?**

**Е.А.:** Of course, taking into account the very fast development of the oil and gas service industry along with scientific and technical progress, we can acknowledge that many CT and fracturing technologies are very popular. However, Kazakhstan fields are characterized by a high reservoir pressure, and wells are produced with the natural flow. That is why these wells do not require interventions for enhancing oil recovery. For example, there is a high reservoir pressure in Tengizskoye field.

#### **CTT: The majority of fields in Kazakhstan are oil fields. Is it correct?**

**Е.А.:** Yes, oil fields are in the majority, but there are also gas fields.

The largest gas field is a world known Karachaganakskoye field discovered in 1979. This is one of the largest gas condensate fields in the world. This field is located in the northwest of Kazakhstan and occupies more than 280 square kilometers. Development of the Karachaganak field, which is one of the most difficult fields from the technical point of view, was performed with the most advanced technology of hydrocarbons production. It should be noted that CJSC “Orenburg Gas Processing Plant” uses only Karachaganak gas.

#### **CTT: How would you evaluate the development of high oilfield technologies in Kazakhstan in comparison with Russia?**

**Е.А.:** I'm an expert so each technical process is very important to me, from design to commissioning of the project. ►

направленных на повышение нефтеотдачи пласта. В частности, высокое давление на Тенгизском месторождении.

### **ВК: Месторождения в Казахстане по большей части нефтяные?**

**Е.А.:** Да, доминируют нефтяные месторождения, но и газовые тоже есть.

Самое крупное – это всемирно известное Карачаганакское месторождение, открытое в 1979 году. Оно является одним из крупнейших газоконденсатных месторождений в мире. Это месторождение расположено на северо-западе Казахстана и занимает территорию более 280 квадратных километров. В ходе освоения Карачаганакского месторождения, являющегося одним из самых сложных с технической точки зрения месторождений на планете, применялась наиболее передовая технология добычи углеводородов. Нужно отметить, что ЗАО «Оренбургский газоперерабатывающий завод» работает исключительно на карачаганакском газе.

### **ВК: Как бы Вы оценили развитие высоких технологий нефтегазового сервиса в Казахстане по сравнению с Россией?**

**Е.А.:** Мне, как специалисту, очень важен каждый технический процесс, начиная с проектирования и заканчивая сдачей проекта, поэтому я внимательно слежу за развитием нашей отрасли в странах как ближнего, так и дальнего зарубежья. Для меня очень важно знать, какие инновации применяют «мои соседи», что у них можно перенять, а чем можно и поделиться.

Конечно, каждый идет по своему пути, по тому, который он сам проторил и с помощью проб и ошибок смог вывести главную истину своего производства, своей отрасли, своего развития.

Что нового мы сейчас применяем? В Казахстане широко представлены все четыре мировых лидера нефтегазового сервиса, поэтому трансфер технологий идет непрерывно. Простой пример: если на бурение одной скважины с горизонтом километров пять в России уходит примерно год и два-три месяца, то в Казахстане такую скважину бурят за 8 месяцев. Под ключ сдают. Все работы выполняют мировые брендовые компании с использованием самых современных технологий.

### **ВК: Но и Ваше предприятие славится как технологически передовое!**

**Е.А.:** ТОО «Азотный завод» одним из первых из казахстанских компаний начало применять азотные технологии. Наш принцип – применять передовые технологии и активно вовлекаться в каждый сегмент рынка, достойно представляя свою продукцию с учетом всех требований технологий современного мира. К примеру,

**В Казахстане широко представлены все четыре мировых лидера нефтегазового сервиса, поэтому трансфер технологий идет непрерывно.**

**All four world leaders of oil and gas service are in Kazakhstan so there is a continuous transfer of technologies.**

we apply? All four world leaders of oil and gas service are in Kazakhstan so there is a continuous transfer of technologies. Simple example: drilling one well with the horizontal wellbore of five kilometers takes about a year and two-three months. In Kazakhstan drilling this type of well takes 8 months. The well is ready on a turnkey basis. The world brand-name companies use the latest technologies to perform all operations.

**Раньше на ТОО «Тенгизшевройл» поддержку капремонта осуществляла компания Halliburton, а на сегодняшний день мы являемся основными держателями контракта, что позволило подтвердить нашу состоятельность.**

**Previously, major repair support for Tengizchevroil LLP was carried out by Halliburton. Today we are the main contract holder that allowed to prove our solvency.**

the main contract holder that once again allowed to prove our solvency.

### **СТТ: There are many Chinese companies working in Kazakhstan. Does your company cooperate with them?**

**Е.А.:** As I said earlier, the list of our partners is expanding. So of course, this list includes representatives of China, Russia, America, etc. This list is expanding because when performing each operation we follow the basic principles: – operational safety;

So I watch closely for the development of our industry in both CIS and non-CIS countries. For me it is very important to know what innovations are applied by "my neighbors", what can be adopted and what can be shared.

Of course, everyone paves its own way and follows it. Trial and error method always provides understanding of the key aspects of the production, the industry, the development.

What new technologies do

### **СТТ: Your company is also known as a technologically advanced service provider!**

**Е.А.:** "Nitrogen Plant" LLP is one of the first Kazakhstan companies that began to apply nitrogen technologies. Our principle is to apply advanced technologies and be involved actively in each segment of the market, ensuring that we properly present our products taking into account all requirements of technologies of the modern world. For example, previously, major repair support for Tengizchevroil LLP was carried out by Halliburton. Today we are

раньше на ТОО «Тенгизшевройл» поддержку капремонта осуществляла компания Halliburton, а на сегодняшний день мы являемся основными держателями контракта, что еще раз позволило подтвердить нашу состоятельность.

**ВК: В нефтяной отрасли Казахстана работает много китайских компаний. Ваше предприятие сотрудничает с ними?**

**Е.А.:** Как я уже говорил раньше, список наших партнеров увеличивается, и, конечно, среди них есть представители Китая, России, Америки и т.д. И этот список растет за счет того, что при выполнении каждого производственного процесса мы соблюдаем основные принципы:

- безопасность при производстве работ и оказании услуг;
- высокое качество производимой продукции и предоставляемых услуг;
- оперативность выполнения работ в полном объеме;
- наличие высококвалифицированного персонала;
- высокая культура производства.

Также в своей работе мы ориентируемся на современные, актуальные требования заинтересованных организаций и ведомств, в связи с чем у нас успешно внедрена и действует интегрируемая система менеджмента, а именно:

- ISO 9001-2016 Система менеджмента качества;
- ISO 14001-2016 Система экологического менеджмента;
- OHSAS 18001-2008 Система менеджмента профессиональной безопасности и охраны труда.

И для нас нет никаких преград, мы не делаем никаких делений, для нас все равны, так как на любом объекте мы прежде всего принимаем во внимание условия труда, места проживания, инфраструктуру, дороги. Если какие-то опции не соответствуют технике безопасности, то мы на подобных месторождениях работы не производим.

Например, на одном из объектов, где мы выполняли проект, для наших «соседей», мы столкнулись с тем, что нашим сотрудникам предоставили место для проживания и приема пищи – кабины автомашин. Мы были вынуждены снять персонал и увезти. Нам такие деньги не нужны.

Здоровье каждого нашего сотрудника является главным богатством для нас. И, конечно же, его квалификация, ведь на обучение высококвалифицированного специалиста мы тратим не только большие деньги, но и время.

**ВК: Кстати, а как Вы проводите обучение персонала для сервисных работ?**

**Е.А.:** В этом наших специалистов по криогенному направлению мы обучали в Санкт-Петербурге (Россия). Обучать работе на установках СЗАО «ФИДМАШ» приезжали

- high quality of products and provided services;
- efficiency in performing all scope of work;
- highly skilled personnel;
- high production standards.

In addition, we are guided by modern, relevant requirements of the interested organizations and departments. We successfully introduced the integrated system of management, namely:

- ISO 9001-2016 Quality management system;
- ISO 14001-2016 Environment management system;
- OHSAS 18001-2008 Occupational health and safety management system.

For us there are no barriers, we do not divide any clients. For us all clients are equal because first, at any work site we take into account working conditions, accommodation places, infrastructure, roads. If some options do not correspond to the safety requirements, then we do not perform operations at these fields.

For example, at one of fields where we carried out the project for our "neighbors", the customer

**Обучать работе на установках СЗАО «ФИДМАШ» приезжали специалисты предприятия-производителя: проводили мастер-классы, создавали в интерактивном режиме ситуации той или иной сложности, где ученикам приходилось быстро принимать решения и действовать строго по инструкциям.**

**Experts from FIDMASH trained our employees to work with FIDMASH units. There were workshops and interactive trainings for handling different problems, where students had to take quick decisions and carefully follow procedures.**

provided the place for accommodation and meals – trucks cabins. We were forced to remove personnel from the field. We don't need money for such operations.

Health of each of our employee is the main value for us. And, of course, another value is a personnel's qualification, we spend a lot of money and time for training highly qualified specialists.

**СТТ: By the way, how do you train personnel for service works?**

**Е.А.:** This year we trained our cryogenic department specialists in St. Petersburg (Russia). Experts from FIDMASH trained our employees to work with FIDMASH units. There were workshops and interactive trainings for handling different problems, where students had to take quick decisions and carefully follow procedures. Our employees successfully coped with all tasks that was

специалисты предприятия – производителя данного оборудования: проводили мастер-классы, создавали в интерактивном режиме ситуации той или иной сложности, где ученикам приходилось быстро принимать решения и действовать строго по инструкциям. Наши сотрудники успешно справились со всеми заданиями, о чем свидетельствуют полученные сертификаты.

На базе «Азотного завода» также действует современный, оснащенный согласно всем современным требованиям «Обучающий центр», который на постоянной основе проводит повышение квалификации (обучение) специалистов и к тому же является мобильным, что позволяет проводить некоторые мастер-классы на местах.

**ВК: Из каких еще источников, кроме наблюдений за работой иностранных компаний, Вы получаете информацию об инновациях в отрасли?**

**Е.А.:** Мы располагаем достаточными средствами и способами для получения информации, в частности, широкая у нас подписка на зарубежные и казахстанские специальные издания. Мы состоим в Украинской ассоциации производителей технических газов (UA-SIGMA, Украина), компетентные эксперты которой всегда готовы дать ответы на возникающие у нас вопросы по крионике. ТОО «Азотный завод» является активным членом Ассоциации нефтесервисных компаний Казахстана. Активно участвуем в работе действующих круглых столов, которые являются полезными в плане информационной площадки, где можно обсудить наиболее важные вопросы, поделиться опытом как с представителями отечественных компаний, так и иностранных.

**ВК: Какие технологии нефтегазового сервиса, по Вашему мнению, будут развиваться в Казахстане?**

**Е.А.:** Очень много технологий достойны дальнейшего развития. Сделать опору на какую-либо одну из них я не возьмусь, потому что жизнь меняется каждый день и каждый час. Постоянно появляется что-то новое. Иной раз мы бываем первопроходцами, а иногда ждем, чтобы кто-то другой первым применил ту или иную технологию, а мы оценили результаты.

**ВК: Российские респонденты нередко сетуют на то, что в тендерной политике заказчики стараются выбрать более дешевые работы, что не способствует развитию новых, а потому более дорогих технологий. Есть ли такая проблема в Казахстане?**

**Е.А.:** С учетом имеющегося стажа на данном рынке мы можем отметить, что такая проблема имеет место быть, потому что недропользователи

confirmed by the received certificates.

At "Nitrogen Plant" LLP there is a modern training center equipped according to all current requirements. This center carries out professional development (training) of specialists. In addition, this is a mobile center that can conduct some workshops on work sites.

**CTT: From what sources, except observing the foreign companies, do you obtain information on innovations in the industry?**

**Е.А.:** We have a great number of ways for

obtaining information. In particular, we have a subscription for foreign and Kazakhstan special editions. We are a member of "The Ukrainian association of producers of technical gases" (UA-SIGMA, Ukraine). Experts from this association are always ready to give answers to the

questions on cryonics. "Nitrogen Plant" LLP is an active member of Association of the oilfield services companies of Kazakhstan. We participate actively in current "round tables" which can be useful information platforms where it is possible to discuss urgent problems and share experience with representatives of both domestic and foreign companies.

**CTT: What oil and gas service technologies, in your opinion, will develop in Kazakhstan?**

**Е.А.:** Many technologies are worthy of further development. I cannot choose any one of them because life changes every day and each hour. There

is always something new coming up. Sometimes we are pioneers, and sometimes we wait for some other company to test a certain technology so that we could evaluate results.

**Рынок потребителей сервисных услуг ограничен, и получается, что условия диктует заказчик.**

**The market of services consumers is limited, and it turns out that the customer dictates the terms.**

**Оборудование для нефтегазового сервиса стоит очень дорого, потому что все оно производится в штучном исполнении и его нельзя поставить на поток.**

**The equipment for oil and gas service is expensive because everything is made in terms of single-piece production, and it cannot be turned into serial production.**

**is focused on choosing cheaper proposals that does not contribute to the development of new, and therefore more expensive, technologies. Do you have such problem in Kazakhstan?**

**Е.А.:** Taking into account our experience in this

**CTT: The Russian respondents quite often complain that customer's tendering policy**

не всегда спешат привлекать современные технологии, стоимость которых потом будет очень долго окупаться. Рынок потребителей сервисных услуг ограничен, и получается, что условия диктует заказчик. Это, конечно же, приводит к тому, что «ломается» цена, что влечет нездоровую конкуренцию. Случается, что сервисная компания, имея всего один агрегат, не особо борется за качество работы, потому что не может хорошо ее выполнить. Но цена услуг снижается для всех участников рынка. Таким образом, честно скажу, гробится нефтесервис, потому что у серьезных компаний не остается свободных средств на развитие. Мы не можем, подобно мировым лидерам отрасли, вкладывать деньги в создание новых технологий, поэтому подсматриваем чьи-то наработки, привлекаем кредитные ресурсы, приобретаем оборудование и, оказав услуги, ждем 60–90 дней, когда с нами за них рассчитаются. Потому что заказчики предоплату не делают. Все риски ложатся на сервисную компанию. Хотелось бы, чтобы у недропользователей чуть больше понимания было по данному вопросу. Я не думаю, что у наших «ближних соседей» с этим лучше.

**ВК: Вы коснулись проблемы приобретения оборудования. Пожалуйста, осветите этот вопрос подробнее.**

**Е.А.:** Основная проблема – оборудование для нефтегазового сервиса стоит очень дорого, потому что все оно производится в штучном исполнении и его нельзя поставить на поток.

**ВК: Ювелирная работа, можно сказать.**

**Е.А.:** Да, ювелирная. Сейчас технологий много, материалов много. Думаю, что развитие отрасли будет идти, несмотря на все проблемы. Самое главное – это слаженная работа, консенсус недропользователей и подрядчиков, чтобы заказчики не смотрели на нас, как старший брат на младшего братишку, чтобы были равные в отношениях и в правах с обеих сторон.

**ВК: Ваши пожелания коллегам – читателям журнала.**

**Е.А.:** Я желаю, чтобы мы все консолидировались. Не демпинговали, не ломали друг друга по цене. Не играли в пользу заказчиков. Всегда и везде должен быть здравый смысл, потому что нас не очень много и мы всегда можем договориться за круглым столом. То, что делается за два рубля, невозможно сделать за рубль. Так что давайте объединяться и вместе работать на благо развития отрасли!

**И в начале 2019 года хотелось бы всем коллегам пожелать здоровья, благополучия, мудрости в принятии решений, чтобы родные были здоровы и рядом!**

Беседовала Ольга Лис, «Время колтюбинга. Время ГРП»

market we can confirm that such problem does take place. Operators do not always want to test latest technologies, which will be paid off for a very long time. The market of services consumers is limited, and it turns out that the customer dictates the terms. It is obvious that this leads to the fact that the price "breaks" resulting in unfair competition. Sometimes, the service company has only one unit and do not pay attention for the quality of work because of inability to perform it well. But the price of services falls for all participants of the market. Honestly, this situation kills the oilfield service industry because big companies do not have available funds for development. We cannot invest money in creation of new technologies like world industry leaders. Therefore, we observe practices of other companies, take out a loan, buy the equipment and wait for money for 60–90 days after the services provision. Because customers do not do prepayment. A service company takes all risks. It would be great for operators to have a bit more understanding about this matter. I do not think that our "near neighbors" have a better situation with this matter.

**CTT: You mentioned a problem of acquisition of the equipment. Please, highlight this problem in more detail.**

**E.A.:** Main problem: the equipment for oil and gas service is expensive because everything is made in terms of single-piece production, and it cannot be turned into serial production.

**CTT: Jeweler work, you might say.**

**E.A.:** Yes. Now there is a lot of technologies and materials. I think that development of the industry will continue, despite all problems. The most important points: well-coordinated work, consensus between operators and contractors. Customers should not look at us as the elder brother at the younger brother. We should be equal in the relations and in the rights on both sides.

**CTT: Your wishes to colleagues – readers of the magazine.**

**E.A.:** I wish that all of us were united. I wish that we would not dump the market and would not fight for the lowest price. Contractors should not work in favor of customers. Always and everywhere, there has to be a common sense because there are very few of us and we can always make agreements at a "round table". What is made for two rubles cannot be made for one ruble. So let's unite and work together for the development of the industry!

**In the beginning of 2019 I would like to wish all colleagues good health, well-being, wisdom in decision-making and that the family had always been healthy and nearby!**

Interviewer – Olga Lis, Coiled Tubing Times

# Главная сила компании Quality Tubing в том, что она является частью NOV

## The Main Strength of Quality Tubing Is Just Being a Part of NOV

На вопросы журнала «Время колтюбинга. Время ГРП» отвечает Шон БРУКС, директор – продажи и сервис, NOV Quality Tubing.

**«Время колтюбинга»: Какие виды продукции NOV Quality Tubing пользуются наибольшей популярностью у заказчиков в США?**

**Шон Брукс:** Модели QT-900 и QT-400, возможно, являются самыми популярными. Также часто заказывают ГНКТ следующих классов прочности: QT-800, QT-1100 and QT-1400.

**ВК: Какие диаметры гибкой трубы наиболее часто используются в различных регионах мира?**

**Ш.Б.:** В разных регионах США диаметр используемой ГНКТ варьируется от 2 до 3 дюймов. На Ближнем Востоке и в Латинской Америке – от 1 ¾ до 2 или 3 дюймов. В России становится все более популярным диаметр ГНКТ 1 ¾ дюйма.

**ВК: В чем Вы видите сильные стороны компании NOV Quality Tubing?**

**Ш.Б.:** Главная сила NOV Quality Tubing в том, что она является частью NOV. У нас большой штат квалифицированных специалистов, создающих качественное оборудование. У нас имеются передовые технологии, да и просто поддержка со стороны NOV в целом является большим преимуществом.

**ВК: Какие корпоративные правила помогают NOV Quality Tubing добиваться успеха?**

**Ш.Б.:** Я думаю, что основное правило заключается в том, что все должно быть на своем месте и в свое время. Нужно, чтобы все подразделения придерживались единой точки зрения, единой политики, единого мировоззрения, единого порядка. Очень важно фактическое присутствие компании на локальном российском рынке, наем местных сотрудников и понимание обстановки. Это касается не только России, но и Южной Америки или Канады. Я думаю, что именно такой подход помогает нам правильно проводить нашу политику.

**ВК: Какими принципами NOV Quality Tubing руководствуется в борьбе с конкурентами?**



*Coiled Tubing Times is interviewing Shawn BROOKS, Director – Sales and Service, NOV Quality Tubing.*

**Coiled Tubing Times: What types of products are especially popular with your customers in U.S.A.?**

**Shawn Brooks:** Models QT-900 and QT-400 grade are probably the most popular ones. We also have 800, 1100 and 1400 grade true taper designs.

**CTT: And what about costumers from other parts of the world? Take the most popular designs in different regions.**

**Sh.B.:** In different regions, in U.S it is from 2 up to 3 inch. International, it will be anywhere from 1 and ¾ to 2 or 3 inch in the Middle East, Latin America. In Russia 1 and ¾ is becoming more and more popular.

В России становится все более популярным диаметр ГНКТ 1 ¾ дюйма.  
In Russia 1 and ¾ is becoming more and more popular.

**CTT: In your opinion, what are the strengths of NOV Quality Tubing?**

**Sh.B.:** The main strength of NOV Quality Tubing is just being a part of NOV. We have the largest capacity of quality manufacturers. We are able to

**Ш.Б.:** Мы пытаемся сосредоточиться на наших клиентах, их потребностях и желаниях. Я не вполне уверен, обращаем ли мы внимание на конкурентов целенаправленно, поскольку наша цель – дать заказчику наилучшие продукты и услуги из доступных на рынке. Что касается наших конкурентов, то мы не сосредотачиваем все свое внимание на том, что они делают и что нам нужно делать для борьбы с ними. Наш фокус направлен на клиентов, мы учитываем их ментальность.

**Очень важно фактическое присутствие компании на локальном российском рынке, наем местных сотрудников и понимание обстановки.**

**Having actual footprint in the Russian market, having local presence, having local employees and understanding of what goes on is very important.**

**ВК: Какими качествами должен обладать инженер, чтобы соответствовать требованиям NOV Quality Tubing?**

**Ш.Б.:** У нас есть инженеры, которые специализируются на металлах. Они нацелены на то, чтобы получать наилучшие химические составы сталей для производства гибких труб. Металловедение для инженеров является ключевой областью знаний. Также есть инженеры, которые занимаются колтюбинговыми технологиями. Это значит, качеством труб и способами их эксплуатации. Эти специалисты помогают нашим клиентам действительно добиться желаемого результата.

**ВК: Находите ли Вы удовлетворительными темпы распространения колтюбинговых технологий в мире?**

**Ш.Б.:** Технология производства гибких труб постоянно меняется, и это небольшой недостаток, но мы находимся в тесном контакте со всеми производителями колтюбингового оборудования и очень заинтересованы в том, чтобы область применения колтюбинга и дальше развивалась. Я думаю, что NOV Quality Tubing со всеми новыми технологиями, которые у нее есть, может помочь разрешить многие проблемы, возникающие в отрасли.

**ВК: Какие, если это не коммерческая тайна, новые группы товаров NOV Quality Tubing собирается вывести на рынок?**

**Ш.Б.:** У нас есть новая линейка продуктов, состоящая из 3–4 различных опций. Одним из продуктов является наша новая усовершенствованная термозакаленная гибкая труба. Другой продукт называется PW Shield. При его производстве используется сварной шов с точечной сваркой. Еще один продукт называется XR, он предназначен для работы в горизонтальной

have advanced technologies and just the support from NOV as a whole is a great advantage.

**CTT: What corporate rules help NOV Quality Tubing succeed?**

**Sh.B.:** I think the rules is just having the processes in place. So, being able to form a whole standpoint, being able to have policies and procedures in place all across all of our divisions. Having actual footprint in the Russian market, having local presence, having local employees and understanding of what goes on is very important. Weather it is Russia, weather it is South America, weather it is Canada. I think that is what helps us with our policies and our rules.

**CTT: What principles does NOV Quality Tubing adhere to when fighting competitors?**

**Sh.B.:** I think what we do is that we try to focus on our customers, our wanting and needing. I don't know if we are necessarily focus to hold up on our competitors, our goal is to provide our customer with the best product and services, that are available out there. So as far as our competitors are concerned, we don't concentrate the whole lot on what they are doing or what we need to do. We try to handle a customer-focused type of mentality.

**Наш фокус направлен на клиентов, мы учитываем их ментальность.**

**We try to handle a customer-focused type of mentality.**

**CTT: What qualities should engineers have to meet the requirements of NOV Quality Tubing?**

**Sh.B.:** We have some engineers that are specifically dealing with the metal itself (the metallogics of our product). They try to bring to the table and to get the best possible chemistries that are out there to produce a coiled tubing product. The knowledge of the metal itself for the engineers is the key aspect. We also have an engineering side that is dealing with how do you run quality tubing, what is it from the operation standpoint and who will help our customers actually reach the desired outcome. So, the knowledge of the operations of coiled tubing.

**CTT: Do you find the pace of distribution of the coiled tubing technologies in the world fast enough?**

**Sh.B.:** I think that coiled tubing technology is just changing a lot, so there is a bit of a lack, but we are between all the manufactures and we are very dedicated to continuing to grow and continuing to advance it forward. I thing NOV Quality Tubing with some of the new technologies that we have can help with some issues that are happening in coiled tubing industry.

Самое главное – доставлять нашим клиентам трубы как можно быстрее и эффективнее прямо на промысел.

The biggest thing is to allow our customers to get our tubing and be able to give it them in a quick and efficient manner, to let them get it right on location.

плоскости. При его производстве используется укороченный стальной штрипс. И, наконец, у нас есть QT-1400 – товар высочайшего качества на рынке гибких труб, который также входит в эту линейку продуктов.

**ВК: Каковы глобальные планы компании на ближайшее будущее?**

**Ш.Б.:** Глобальный план состоит в том, чтобы продолжать расширяться в мировом масштабе. Самое главное – доставлять нашим клиентам трубы как можно быстрее и эффективнее прямо на промысел, что позволит незамедлительно использовать их в работах. Наша цель – всегда быть ближе к клиенту и поставлять нашу продукцию ему как можно быстрее.

**CTT: What, if not a secret, are the new product groups, that will be brought to the market by NOV Quality Tubing?**

**Sh.B.:** We have a new product line with 3 to 4 different products. One of the products is our new advanced thermally processed tubing that uses equation temper process. Another product is called PW shield. It helps with the preference corrosion in the bios weld. The other product is called true taper XR. That is a shortened taper strip to hold specifically in horizontal and help with the weight of the strings. And we have the highest grade of coiled tubing in the market with our QT-1400, that falls in that product line as well.

**CTT: What are your global plans for the near future?**

**Sh.B.:** The global plan for us is to continue to increase our footprint. The biggest thing is to allow our customers to get our tubing and be able to give it them in a quick and efficient manner, to let them get it right on location and actually start using the tubing in the operations. That is always our goal to be closer to our customers and to be able to provide our product, so that they can get it a lot quicker.

Беседовал Артём Грибов, «Время колтюбинга. Время ГРП»

Interviewer – Artem Gribov, Coiled Tubing Times

## «Время колтюбинга. Время ГРП» – научно-практический журнал о современном высокотехнологичном нефтегазовом сервисе

По версии Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA), признан лучшим периодическим изданием в России и СНГ, освещающим тематику нефтегазового сервиса.

Журнал является генеральным информационным партнером российского отделения Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA-Россия), а также основным организатором ежегодной Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы» – старейшего в России профессионального форума для специалистов современного нефтегазового сервиса, заказчиков высокотехнологичных нефтесервисных услуг и производителей соответствующего оборудования. Программа технических секций конференции традиционно фокусируется на самых передовых технологиях.

Интернет-портал [www.cttimes.org](http://www.cttimes.org) стал одним из самых известных агрегаторов информации в сфере высокотехнологичного нефтегазового сервиса.

Журнал «Время колтюбинга. Время ГРП» распространяется по подписке, путем адресной рассылки, на тематически родственных международных конференциях и выставках в России, Европе, Азии и Америке.

**Coiled tubing**  
ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА  
ВРЕМЯ ГРП





# ESTM

Производство гибких  
насосно-компрессорных труб



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

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



Мировой газовый рынок стремительно растет, и не существует прогнозов, согласно которым в ближайшем будущем он достиг бы пика. За последние восемь лет он вырос на 20%, при этом темп роста сектора сжиженного природного газа (СПГ, по-английски LNG) вдвое превысил темп роста самого рынка. Его экспорт-импорт с 2000 года вырос на планете более чем в два раза, прежде всего – за счет спроса в Азии. Сегодня на СПГ приходится 40% физических объемов мировой торговли газом, до 2040 года его доля возрастет до 60%. Один только Китай за 2018 год увеличил импорт сжиженного газа на 40%, а глобальный спрос на него уже в ближайшее время, до конца 2020 года, вырастет на 20%.

Эти цифры взяты из двух докладов, опубликованных британо-нидерландским нефтегазовым концерном Royal Dutch Shell. Первый посвящен главным образом перспективам использования сжиженного газа как топлива для водного транспорта и грузовых автомобилей, второй – Shell LNG Outlook 2019 – является очередным ежегодным прогнозом развития рынка СПГ.

СПГ получают при сильном охлаждении природного газа, добытого либо традиционным способом, либо методом гидроразрыва пласта из сланцевых пород (сланцевый газ). Сама технология сжижения не нова, ее изобрел еще в 1895 году немецкий ученый и предприниматель Карл фон Линде (Carl von Linde), основатель компании Linde. Однако широкомасштабный переход мировой газовой промышленности на эту технологию начался лишь столетие спустя.

Первые коммерческие операции со сжиженным природным газом были осуществлены в США еще в начале 40-х годов прошлого века, отсюда же в 1959 году отправили первую партию американского СПГ в Европу. Ее приняла Великобритания. В 1964 году началась эксплуатация первого танкера-газовоза, специально построенного для транспортировки СПГ. Это судно курсировало между первым экспортным терминалом в Алжире и Соединенным Королевством.

В сегодняшней Великобритании, в графстве Кент, действует крупнейший европейский терминал по приему СПГ Isle of Grain, резервуары которого рассчитаны на 1 млн м<sup>3</sup>. Именно туда 27 декабря 2017 танкер Christophe de Margerie доставил самый первый сжиженный газ с проекта «Ямал СПГ», реализуемого международным консорциумом во главе с российской компанией «Новатэк». Груз был срочно перекуплен у первоначального заказчика и ушел в охваченный неожиданными холодами Бостон, став тем самым

## РЫНОК СПГ ДЕМОНСТРИРУЕТ УВЕРЕННЫЙ РОСТ

## LNG MARKET SHOWS STRONG GROWTH

The world gas market is growing rapidly, and there are no forecasts that it would reach a peak in the near future. Over the past eight years, it has grown by 20%, while the growth rate of the liquefied natural gas sector (LNG) is twice the growth rate of the market itself. Since 2000, its export-import has more than doubled on the planet, primarily due to demand in Asia. Today, LNG accounts for 40% of the physical volume of world gas trade, until 2040 its share will increase to 60%. China alone in 2018 increased imports of liquefied gas by 40%, and global demand for it in the near future, by the end of 2020, will grow by 20%.

These figures are taken from two reports published by the British-Dutch oil and gas concern Royal Dutch Shell. The first is mainly devoted to the prospects of using liquefied gas as a fuel for water transport and trucks, the second one – Shell LNG Outlook 2019 – is another annual forecast for the development of the LNG market.

LNG is obtained with strong cooling of natural gas, produced either by the traditional method or by the method of hydraulic fracturing of a shale rock formation (shale gas). The liquefaction technology itself is not new, it was invented back in 1895 by German scientist and entrepreneur Carl von Linde, the founder of Linde. However, the

large-scale transition of the world gas industry to this technology began only a century later.

The first commercial operations with liquefied natural gas were carried out in the United States in the early 40s of the last century, and in 1959 the first batch of American LNG was sent to Europe. It was accepted by the United Kingdom. In 1964, the operation of the first gas carrier, specially built for the transportation of LNG, began. This vessel traveled between the first export terminal in Algeria and the United Kingdom.

In today's UK, Kent has the largest European LNG receiving terminal, Isle of Grain, with reservoirs

Сегодня на СПГ приходится 40% физических объемов мировой торговли газом, до 2040 года его доля возрастет до 60%.

Today, LNG accounts for 40% of the physical volume of world gas trade, until 2040 its share will increase to 60%.



первой партией СПГ, поставленной из России в США.

Этот эпизод ярко иллюстрирует несомненное преимущество СПГ перед трубопроводным природным газом: его собственник имеет возможность гибко реагировать на изменения спроса, оперативно направляя или перенаправляя свой товар по морю с одного континента на другой. В этом смысле рынок СПГ, стремительное развитие которого началось в 1990-х годах, больше похож на мировой рынок нефти, чем на традиционную торговлю трубопроводным газом, который экспортируют (в основном по суше) только туда, куда проложены магистральные газопроводы. А их протяженность из соображений рентабельности обычно не превышает четырех тысяч километров. Среднестатистический маршрут СПГ-танкера составил в 2017 году 15,5 тысячи километров.

Возможность трансконтинентальных поставок газа в сжиженном виде коренным образом меняет облик мировой газовой промышленности, поскольку крупными игроками в отрасли становятся страны, которые в силу своей удаленности от важнейших рынков сбыта в Азии и Европе (Австралия, Нигерия) и/или из-за своего островного характера (Индонезия, Тринидад и Тобаго) не могли стать поставщиками трубопроводного газа, ►

designed for 1 million m<sup>3</sup>. It was on December 27, 2017, when tanker Christophe de Margerie delivered the very first liquefied gas from the Yamal LNG project, implemented by an international consortium led by the Russian company Novatek. The cargo was urgently overbought from the original customer and went to Boston, covered by unexpected cold, thereby

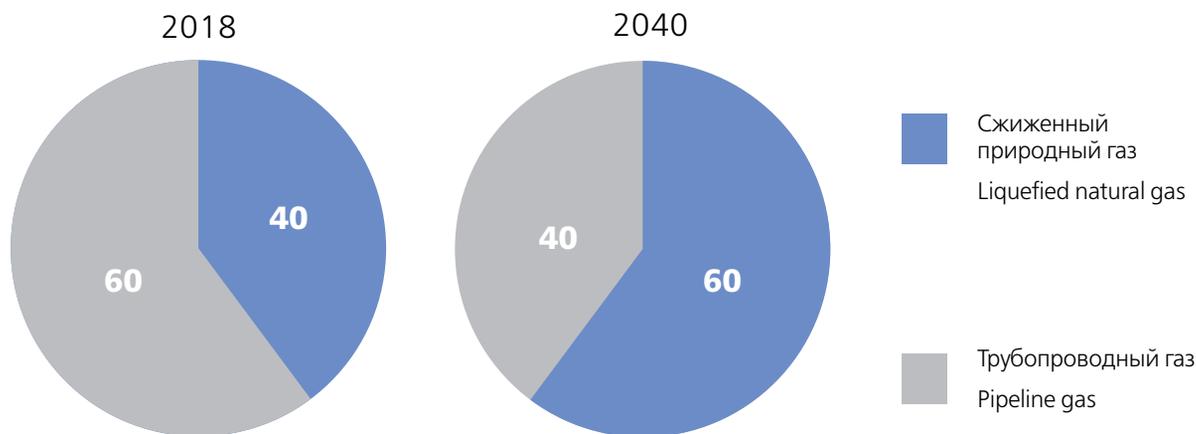
becoming the first batch of LNG shipped from Russia to the United States.

This episode vividly illustrates the undoubted advantage of LNG over pipeline natural gas: its owner has the ability to flexibly respond to changes in demand, promptly directing or redirecting its goods by sea from one continent to another. In this sense, the LNG market, the rapid development of which began in the 1990s, is more similar to the world oil market than to the traditional trade in pipeline gas, which is exported (mainly by land) only to where the trunk gas pipelines are laid. And their length, for reasons of profitability, usually does not exceed 4 thousand kilometers. The average route of the LNG tanker in ►

**Несомненное преимущество СПГ перед трубопроводным природным газом: его собственник имеет возможность гибко реагировать на изменения спроса, оперативно направляя или перенаправляя свой товар по морю с одного континента на другой.**

**The undoubted advantage of LNG over pipeline natural gas: its owner has the ability to flexibly respond to changes in demand, promptly directing or redirecting its goods by sea from one continent to another.**

**Доля СПГ в мировом экспорте газа / LNG share in the world gas export**



а теперь получили возможность экспортировать СПГ, пользуясь все более многочисленными и все более крупными судами-газовозами. В результате не только растет глобальное предложение, но и резко обостряется конкуренция.

Сегодня СПГ производят и экспортируют 18 стран. В 2017 году объемы его поставок составили 323 миллиарда кубометров, или 230 миллионов тонн (всего в тот год на экспорт пошло примерно 770 миллиардов кубометров газа). Бесспорным мировым лидером на рынке СПГ является Катар. Его быстро догоняет Австралия, до недавнего времени не игравшая сколько-нибудь заметной роли на глобальном газовом рынке. Большими мощностями для сжижения обладают также Малайзия, Индонезия, Алжир, Нигерия.

В 2018 году основными поставщиками для Европы были Катар, Алжир и Нигерия. Растущую роль России на рынке СПГ обеспечивают проекты «Сахалин-2» и «Ямал СПГ».

Россия, по данным Shell, еще не обогнала Тринидад и Тобаго по мощностям для сжижения газа, но еще в 2017 году заняла 8-е место после США среди крупнейших экспортеров СПГ. Первым в РФ заводом по его производству стал в 2009 году «Сахалин-2». Контрольный пакет в компании-операторе принадлежит «Газпрому». Проектная мощность предприятия – 9,6 млн тонн в год, однако в 2017 году ему удалось, по данным самого «Газпрома», произвести 11,49 млн тонн.

Вторым российским заводом

2017 was 15.5 thousand kilometers.

The possibility of transcontinental gas supplies in liquefied form is fundamentally changing the face of the global gas industry, since countries that by virtue of their distance from major markets in Asia and Europe (Australia, Nigeria) and/or because of their insular nature are becoming major players in the industry (Indonesia, Trinidad and Tobago) could not become suppliers of pipeline gas, and now they were able to export LNG using more and more numerous

and larger gas carrier vessels. As a result, not only is global supply growing, but competition is also sharply intensifying.

Today, LNG is produced and exported in 18 countries. In 2017, the volume of its supplies amounted to 323 billion cubic meters or 230 million tons (a total of 770 billion cubic meters of gas was exported that year). Qatar is the undisputed global leader in the LNG market. It is quickly catching up with Australia, which until recently had not played any significant role in the global gas market. Malaysia, Indonesia, Algeria, Nigeria also have large liquefaction capacities.

In 2018, Qatar, Algeria and Nigeria were the main suppliers for Europe. Russia's growing role in the LNG market is provided by the Sakhalin-2 and Yamal LNG projects. Russia, according to Shell, has not yet surpassed Trinidad and Tobago in terms of gas liquefaction

**Первым в РФ заводом по его производству стал в 2009 году «Сахалин-2».**

**Вторым российским заводом стал «Ямал СПГ». В ближайшие годы «Газпром», «Новатэк» и «Роснефть» планируют реализовать еще как минимум четыре СПГ-проекта.**

**В настоящее время на планете в 42 странах имеются около 120 терминалов по приему СПГ.**

**The first factory in the Russian Federation for its production was Sakhalin-2 in 2009.**

**The second Russian plant was Yamal LNG under the management of Novatek. In the coming years, Gazprom, Novatek and Rosneft are planning to implement at least another four LNG projects.**

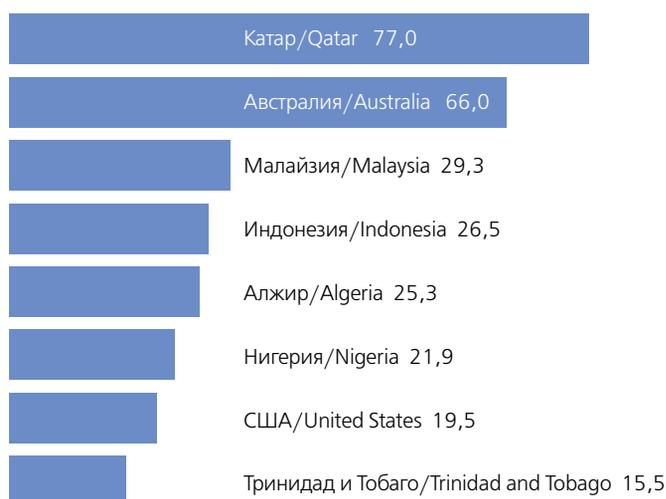
**Currently, there are about 120 LNG receiving terminals on the planet in 42 countries.**

## Мощности по производству СПГ

2018, в миллионах тонн

### LNG production capacity

2018, million tons



стал уже упоминавшийся «Ямал СПГ» под управлением компании «Новатэк». В ближайшие годы «Газпром», «Новатэк» и «Роснефть» планируют реализовать еще как минимум четыре СПГ-проекта.

В настоящее время на планете в 42 странах имеются около 120 терминалов по приему СПГ (не считая несколько десятков запланированных или строящихся). Суммарная мощность действующих превышает 850 миллионов тонн, что в два с лишним раза больше глобальных мощностей по сжижению газа, отмечает Shell и поясняет, что приемные терминалы сооружают иногда не только из чисто экономических соображений, но и из стремления обрести независимость от поставщиков.

Самый значительный в мире обладатель мощностей по приему СПГ – Япония. Второе место занимает Европа, если рассматривать вместе страны ЕС и Турцию, как это и делается в исследовании Shell. В группу мировых лидеров по приему СПГ входит также Китай, в 2018 году возглавивший список крупнейших импортеров.

В Европе крупнейшим покупателем сжиженного газа и обладателем наибольшего числа приемных терминалов является Испания. На Атлантическом океане и Средиземном море действуют в общей сложности 7 испанских терминалов. В Великобритании 3 терминала, но они мощнее, чем 4 французских. В Турции и Италии по 3, по одному в Нидерландах, Бельгии, Португалии, Греции, ▶

**Крупнейший в мире танкер для транспортировки СПГ, который будет способен перевозить до 270 тыс. м<sup>3</sup> энергоресурса, собирается построить шанхайская судостроительная компания Hudong-Zhonghua.**

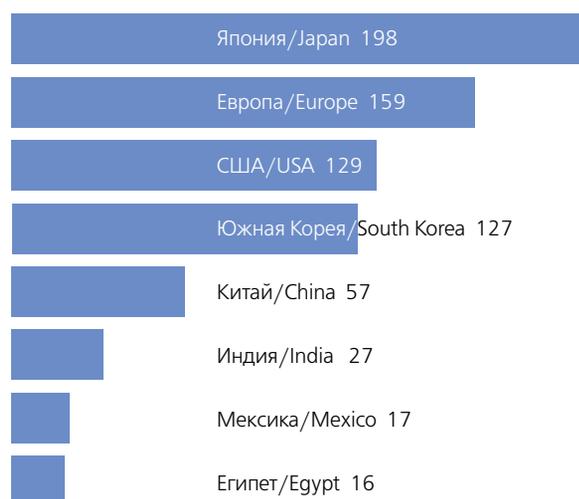
**The world's largest LNG transportation tanker, which will be capable of carrying up to 270 thousand m<sup>3</sup> of energy, is planned to be built by the Shanghai shipbuilding company Hudong-Zhonghua.**

## Мощности по регазификации СПГ

2018, в миллионах тонн

### US regasification capacity

2018, million tons



capacity, but in 2017 it ranked 8th after the United States among the largest LNG exporters. The first factory in the Russian Federation for its production was Sakhalin-2 in 2009. The controlling stake in the operator is owned by Gazprom. The design capacity of the enterprise is 9.6 million tons per year, but in 2017, according to Gazprom itself, it was able to produce 11.49 million tons.

The second Russian plant was the already mentioned. It was Yamal LNG under the management of Novatek. In the coming years, Gazprom, Novatek and Rosneft are planning to implement at least another four LNG projects.

Currently, there are about 120 LNG receiving terminals on the planet in 42 countries (not counting several dozen planned or under construction). The total operating capacity exceeds 850 million tons, which is more than two times more than the global

gas liquefaction capacity, said Shell, and explains that sometimes receiving terminals are constructed not only from purely economic considerations, but also from the desire to gain independence from suppliers.

The most significant LNG receiving facility in the world is Japan. The second place is occupied by Europe, if we consider together the EU countries and Turkey, as is done in the Shell study. The group of world leaders in receiving LNG also includes China, in 2018 topping the list of the largest importers.

▶ In Europe, the largest

Финляндии, Литве и на Мальте и в Польше. Всего в ЕС сооружено 24 приемных терминала, и пока они загружены лишь на треть.

В 2019 году Польша получила первые поставки сжиженного газа по заключенным в 2018 году долгосрочным контрактам с США, по условиям которых в 2023–2042 годах Польша будет дополнительно располагать запасом более 7,3 млрд м<sup>3</sup> газа.

Масштабное строительство СПГ-терминалов начинается в Германии, где в обозримом будущем могут появиться от одного до трех таких объектов. Значительную часть производственных мощностей будущего терминала в Брунсбюттеле стоимостью примерно 450 миллионов евро, куда будет поступать СПГ из Катара, уже забронировала немецкая энергетическая компания RWE. Поставки из США могут пойти в Вильгельмсхафен в Нижней Саксонии. Там другой приемный терминал планирует сдать в эксплуатацию в 2022 году немецкая энергетическая компания Uniper.

В Китае спрос на природный газ постоянно растет. В 2018 году страна импортировала 53 млн тонн СПГ, поставив исторический рекорд. Одна из ключевых причин такого роста: газ намного экологичнее других ископаемых энергоносителей – угля и нефти, что имеет большое значение для страны, борющейся с загрязнением воздуха в больших городах. Угольная экономика тормозит развитие, и правительство Китая это хорошо понимает, щедро финансируя и кредитую альтернативные предложения. Согласно официальной статистике, власти Китая уже создали более 20 терминалов с общей ежегодной пропускной способностью 80 млн тонн для его активной закупки.

Крупнейший в мире танкер для транспортировки СПГ, который будет способен перевозить до 270 тыс. м<sup>3</sup> энергоресурса, собирается построить шанхайская судостроительная компания Hudong-Zhonghua. Работы по проектированию будут проходить при содействии Норвегии. Согласно достигнутому соглашению, к 2020 году конструкторы двух стран подготовят всю необходимую техническую документацию, на основе которой начнется строительство.

Поставки СПГ из США в Китай начнутся уже в 2023 году. По информации The Wall Street Journal, Китай закупит сжиженный природный газ у США в рамках урегулирования торговых противоречий между странами. Китайская государственная компания China Petroleum & Chemical Corp., более известная как Sinopec,

**В 2018 году компания «Новатэк» приступила к развитию нового проекта – «Ямал СПГ». Для России это технологический прорыв, потому что реализуется самый крупный в мире инвестиционный проект за полярным кругом, важнейший для развития всей Арктики.**

**In 2018, Novatek embarked on the development of a new project, Yamal LNG. For Russia, this is a technological breakthrough, because the world's largest investment project for the Arctic Circle, which is essential for the development of the entire Arctic, is being implemented.**

buyer of liquefied gas and the owner of the largest number of receiving terminals is Spain. A total of 7 Spanish terminals operate on the Atlantic Ocean and the Mediterranean. There are 3 terminals in the UK, but they are more powerful than 4 French. Turkey and Italy have 3 each, the Netherlands, Belgium, Portugal, Greece, Finland, Lithuania, and Malta and Poland all have one. In total, 24 reception terminals have been built in the EU, and for the time being they are loaded only by a third.

In 2019, Poland received the first deliveries of liquefied gas under long-term contracts concluded in 2018 with the United States, under the terms of which in the years 2023–2042 Poland will additionally have a reserve of more than 7.3 billion m<sup>3</sup> of gas.

Large-scale construction of LNG terminals in Germany begins in Germany, where from one to three such facilities may appear in the foreseeable future. A significant part of the production capacity of the future terminal at Brunsbüttel, worth approximately 450 million euros, where LNG from Qatar will be supplied, has already been booked by the German energy company RWE. Deliveries from the USA can go to Wilhelmshaven in Lower Saxony. There, another receiving terminal is planning to put into operation in 2022 the German energy company Uniper.

In China, the demand for natural gas is constantly growing. In 2018, the country imported 53 million tons of LNG, setting a historic record. One of the key reasons for this growth is that gas is much more environmentally friendly than other fossil energy sources – coal and oil – which is of great importance for a country struggling with air pollution in big cities. The coal economy hinders development, and the Chinese government is well aware of this, generously financing and lending alternative offers. According to official statistics, the Chinese authorities have already established more than 20 terminals with a total annual throughput of 80 million tons for its active purchase.

The world's largest LNG transportation tanker, which will be capable of carrying up to 270 thousand m<sup>3</sup> of energy, is planned to be built by the Shanghai shipbuilding company Hudong-Zhonghua. Design work will be carried out with the assistance of Norway. According to the agreement, by 2020, the designers of the two countries will prepare all the

заключит контракт с американской Cheniere Energy на 18 миллиардов долларов. Кроме того, китайская сторона самостоятельно построит СПГ-терминалы для приема и регазификации жидкого топлива. На это будет потрачено еще около трех миллиардов долларов. Таким образом, общая стоимость долгосрочного контракта для Пекина составит 21 миллиард долларов.

Такая схема кардинально отличается от европейской, куда США тоже поставляют СПГ. Там строительство терминалов оплачивается продавцом, то есть американскими компаниями.

А российские специалисты подготовили к эксплуатации в Китае 10 мини-заводов по производству сжиженного газа, сейчас активно вытесняющего привычный для Поднебесной уголь, поэтому российские разработки пользуются здесь ажиотажным спросом.

Чтобы построить российский завод, нужно 10 миллионов долларов. Россияне изготовили, поставили, смонтировали в Китае блоки ожижения для 10 заводов по производству СПГ.

Российский производитель оборудования для таких малотоннажных заводов «Криогенмаш» занимает уже 5% китайского рынка. В планах предприятия – продолжать возводить заводы в Китае и строить их в России, где в перспективе может появиться до 100 малогабаритных производств по сжижению газа. Интерес у инвесторов к подобным проектам сейчас растет.

Рынок СПГ развивается стремительно, и на нем ключевым игрокам только предстоит занять свои позиции. Здесь у России огромный потенциал, прежде всего технологический.

До последнего времени у РФ, мирового лидера в трубопроводных поставках газа, был всего один крупный проект по СПГ («Сахалин-2»), но в 2018 году компания «Новатэк» приступила к развитию нового проекта – «Ямал СПГ». Для России это технологический прорыв, потому что реализуется самый крупный в мире инвестиционный проект за полярным кругом, важнейший для развития всей Арктики.

Проект включает в себя завод по производству сжиженного природного газа (СПГ) на базе Южно-Тамбейского газоконденсатного месторождения, запасы газа в котором оцениваются в 926 млрд м<sup>3</sup>, и морской порт Сабетта для погрузки продукции на СПГ-танкеры. Мощность «Ямал СПГ» оказалась даже выше, чем ожидалось: 17,5 млн тонн в год против проектных 16,5.

Компания «Новатэк» уже начала работу над своим следующим проектом по добыче природного газа и по производству сжиженного

necessary technical documentation, on the basis of which construction will begin.

LNG shipments from the United States to China will begin as early as 2023. According to The Wall Street Journal, China will purchase liquefied natural gas from the United States as part of the settlement of trade disputes between countries. China Petroleum & Chemical Corp., a Chinese state company, better known as Sinopec, will enter into a \$ 18 billion contract with US-based Cheniere Energy. In addition, the Chinese side will independently build LNG terminals for receiving and regasifying liquid fuel. About three billion dollars will be spent on this. Thus, the total value of a long-term contract for Beijing will be \$ 21 billion.

Such a scheme is fundamentally different from the European one, to which the United States also supplies LNG. There, the construction of terminals is paid for by the seller, that is, by American companies.

Russian specialists in their turn have prepared 10 mini-plants for the production of liquefied gas for operation in China now actively replacing the usual Chinese coal, therefore, Russian developments are in high demand here.

To build a Russian plant, you need \$ 10 million. The Russians have already manufactured and installed liquefaction units for 10 LNG plants in China.

The Russian manufacturer of equipment for such small-scale plants Cryogenmash already occupies 5% of the Chinese market. The company plans to continue building plants in China and build them in Russia, where in the future up to 100 small-scale gas liquefaction plants may appear. Investor interest in such projects is growing.

The LNG market is developing rapidly, and key players are just there to take their positions. Here Russia has a huge potential, first of all, technological.

Until recently, the Russian Federation, the world leader in pipeline gas supplies, had only one large LNG project (Sakhalin-2), but in 2018, Novatek embarked on the development of a new project, Yamal LNG. For Russia, this is a technological breakthrough, because the world's largest investment project for the Arctic Circle, which is essential for the development of the entire Arctic, is being implemented.

The project includes a plant for

**Проект «Арктик СПГ-2» включает в себя производство линий по сжижению природного газа, которые впервые будут созданы на основаниях гравитационного типа. Они будут собираться на отдельном заводе – в сухих доках, подобно тому, как собираются нефтедобывающие платформы.**

**The Arctic LNG-2 project includes the production of natural gas liquefaction lines, which will be created for the first time on gravity-type foundations. They will be assembled in a separate plant - in dry docks, just as oil-producing platforms assemble.**

природного газа на Гыданском полуострове (по другую сторону Обской губы от Ямала) – «Арктик СПГ-2». Здесь будут решены технологические проблемы, что позволит способствовать росту всего рынка газа и рынку СПГ в частности.

Проект «Арктик СПГ-2» включает в себя производство линий по сжижению природного газа, которые впервые будут созданы на основаниях гравитационного типа. Они будут собираться на отдельном заводе – в сухих доках, подобно тому, как собираются нефтедобывающие платформы. Полностью собранные линии будут доставляться на месторождение. Это позволит значительно снизить затраты на сжижение газа.

На сегодняшний день в мире существует всего один проект подобного класса, осуществляемый компанией Shell. Это Prelude FLNG (в пер. с англ. – «плавающий завод по производству сжиженного природного газа „Прелюд“») – первый в мире завод по производству сжиженного природного газа, помещенный на плавучее основание и предназначенный для добычи, подготовки, сжижения природного газа, хранения и отгрузки СПГ в море на газовозы.

Следует отметить, что проект Prelude FLNG значительно уступает «Арктик СПГ-2» по тоннажности. Кроме того, линии «Арктик СПГ-2», построенные на основании гравитационного типа, можно будет выпускать серийно, а значит, стоимость каждой следующей линии будет ниже, чем предыдущей.

У России имеются все основания, чтобы занять значительную долю рынка СПГ. У нее самые большие запасы газа в мире и уже есть технологии, позволяющие обеспечить самую низкую стоимость сжижения. Важным драйвером развития машиностроения станет создание и выпуск оборудования для сегмента СПГ.

Запасы газа Ямала и Гыданского полуострова способны обеспечить рост производства до 150 млн тонн в год, что создаст условия для развития Северного морского пути, сформировать долгосрочный заказ для отечественного машиностроения и, конечно же, наладить экспорт газа в те страны, куда невозможно проложить трубопроводы – прежде всего в быстро развивающийся регион Юго-Восточной Азии.

**Запасы газа Ямала и Гыданского полуострова способны обеспечить рост производства до 150 млн тонн в год и наладить экспорт газа в те страны, куда невозможно проложить трубопроводы.**

**The gas reserves of Yamal and the Gydan Peninsula are capable of providing production growth up to 150 million tons per year and , export gas to countries where it is impossible to lay pipelines at all.**

the production of liquefied natural gas (LNG) based on the South Tambeyskoye gas condensate field, whose gas reserves are estimated at 926 billion m<sup>3</sup>, and the sea port of Sabetta for loading products onto LNG tankers. The capacity of Yamal LNG turned out to be even higher than expected: 17.5 million tons per year against the planned 16.5.

Novatek has already begun work on its next project for the extraction of natural gas and for the production of liquefied natural gas in the Gydan Peninsula (on the other side of the Gulf

of Ob from Yamal) - Arctic LNG-2. Technological problems will be solved here, which will enable the growth of the entire gas market and the LNG market in particular.

The Arctic LNG-2 project includes the production of natural gas liquefaction lines, which will be created for the first time on gravity-type foundations. They will be assembled in a separate plant - in dry docks, just as oil-producing platforms assemble. Fully assembled lines will be delivered to the field. This will significantly reduce the cost of liquefying gas.

Today in the world there is only one project of this class, implemented by Shell. This Prelude FLNG (from English – “floating pre-production liquefied natural gas plant”) is the first plant in the world to produce liquefied natural gas placed on a floating base for production, preparation, liquefaction of natural gas, storage and shipment. LNG at sea for gas carriers.

It should be noted that the Prelude FLNG project is significantly inferior to Arctic LNG-2 in terms of tonnage. In addition, the Arctic LNG-2 lines, built on the basis of a gravity type, can be mass-produced, which means the cost of each next line will be lower than the previous one.

Russia has every reason to take a significant share of the LNG market. It has the largest gas reserves in the world and already has technologies to ensure the lowest cost of liquefaction. An important driver for the development of mechanical engineering will be the creation and production of equipment for the LNG segment.

The gas reserves of Yamal and the Gydan Peninsula are capable of providing production growth up to 150 million tons per year, which will create conditions for the development of the Northern Sea Route, create a long-term order for domestic engineering and, of course, export gas to countries where it is impossible to lay pipelines at all, in the fast-growing region of Southeast Asia.

ООО «Нефтетранссервис» является российским разработчиком и производителем химических реагентов для интенсификации добычи нефти. Для реализации в промышленном масштабе проводимых пилотных проектов по кислотно-проппантному ГРП, где рабочая жидкость разрыва пласта готовится на основе соляной кислоты, ООО «Нефтетранссервис» предлагает рассмотреть альтернативу импортному загелителю кислоты в виде технологии кислотно-эмульсионной системы на основе эмульгатора «RQ-737» (нейтральная эмульсия обратного типа с регулируемой вязкостью).

Процесс приготовления рабочей жидкости на основе эмульсионной системы происходит аналогичным образом, как и в случае классического ГРП. В поток подается загуститель (стабилизатор эмульсии). Набор расчетной вязкости жидкости происходит за время смешения эмульсии (от 30 сПз) и загустителя.



Эмульсия-проппант 16/20, 500 кг/м<sup>3</sup>

**Разрушается эмульсия притоком нефти или дезэмульгатором «AS-DA».**

Исходная вязкость, сПз, 511 с-1	30% нефти	50% нефти	100% нефти
	Вязкость, сПз	Вязкость, сПз	Вязкость, сПз
30	6	7	10
45	6	5	5
590*	–	8	11

Данная система может быть использована как на карбонатных, так и на терригенных коллекторах. Эмульсионная система на основе «RQ-737» имеет напряжение сдвига меньше, чем у классического геля, за счет этого загущенный состав не будет иметь проблем с прокачкой.

Рабочая жидкость для разрыва пласта на основе кислотно-эмульсионной системы «RQ-737», предлагаемая ООО «Нефтетранссервис», имеет следующие преимущества:

- обладает высокой вязкостью, до 1 400 сПз. Начальная и конечная вязкость может регулироваться в широком диапазоне;
- может использоваться при температурах от 10 °С до 100 °С;
- не оказывает негативного воздействия

- на коллекторские свойства пласта;
- эмульсионная система полностью совместима с пластовыми флюидами;
- обладает низкой коррозионной активностью, в пределах 0,002 г./сут.;
- распадается под действием притока нефти.

Выражаем свою заинтересованность в сотрудничестве с нефтегазодобывающими и сервисными компаниями в области реализации проектов по интенсификации добычи нефти.

Специалисты ООО «Нефтетранссервис» готовы провести подробную презентацию данной технологии и оперативно приступить к совместным программам лабораторных и опытно-промысловых испытаний в любом регионе России и странах СНГ.

## Итоги «Атырау Нефть и Газ – 2019» и AtyrauBuild-2019: бизнес-площадка выработки консолидированной позиции в отраслях

*9–11 апреля 2019 года в Атырау состоялись Северо-Каспийские региональные выставки – «Атырау Нефть и Газ» и AtyrauBuild-2019, участие в которых приняли 98 компаний из Азербайджана, Беларуси, Великобритании, Германии, Италии, Казахстана, Китая, Малайзии, России, Турции.*



В этом году выставочная экспозиция по площади выросла на 30%. Мероприятие посетило 2247 специалистов нефтегазовой и строительной отраслей.

В 2019 году Северо-Каспийская выставка «Атырау Нефть и Газ» собрала ведущие нефтегазовые компании, такие как: «Тенгизшевройл», NCOC, Каспийский Трубопроводный Консорциум, «Эмбаунагаз», BORKIT Safety, «Атыраунефтемаш», «Транснефть Диаскан», «Новомет пермь», ТЕМПО, ТЕКСАН, Ельтерм, Silkway Helicopter Services, Robertson GEO.

На выставке AtyrauBuild-2019 были представлены: лакокрасочные материалы и материалы для ремонта дорог от компании «Алматинские краски», мелкая декоративная штукатурка от компании WALLS DECOR, офисная мебель собственного производства от компании TASCOMshop.kz, сварочное оборудование – Welding Company, системы безопасности – «Хиквижн Казахстан», системы кондиционирования – компания «Роберт Бош», современные системы опалубки – «Ульма Опалубка», строительная техника – «МАКИТА КАЗАХСТАН», строительные материалы – «ПолимерМеталл-Т», транспортные и логистические услуги от компании OISB (KAZAKHSTAN) и пр.

За 18 лет выставка «Атырау Нефть и Газ» стала одной из площадок выработки консолидированной позиции нефтегазовой отрасли. Деловая программа выставок включала 17 семинаров-презентаций. В дни выставки

прошел важный для региона форум по цифровизации и казахстанскому содержанию, организованный PETROCOUNCIL.KZ – Советом по развитию стратегических партнерств, учрежденным Ассоциацией KAZENERGY и НПП «Атамекен».

Компании «Тенгизшевройл» и NCOC не изменили традициям и провели в рамках выставки важные презентации, направленные на повышение осведомленности потенциальных подрядчиков по вопросам предварительной квалификации. Ключевые компании отрасли продолжают рассматривать выставки как информационный повод для освещения важных событий, связанных с вопросами социальной корпоративной ответственности. Так, свои отчеты по результатам представили NCOC и КТК-К. Представители руководства Каспийского Трубопроводного Консорциума и представители Акимата Атырауской области второй год подряд проводят отчетную встречу с представителями СМИ и общественностью именно на выставке «Атырау Нефть и Газ».

На семинаре стратегического партнера компании Kaspersky Lab «Как превратить самое слабое звено в Вашу сильную сторону?», специалисты компании рассказали почему киберзащита для промышленности очень важна, а также презентовали Kaspersky Industrial CyberSecurity. По словам Валерии Кривко, руководителя пресейл-службы: «Комплексный подход на основе глубокой экспертизы в области промышленной кибербезопасности обеспечивает надежную защиту всех

компонентов производственной среды – от рабочих мест до процессов и технологий. Это помогает сохранить непрерывность и стабильность технологических процессов».

Участники высоко оценили эффективность своего участия в Северо-Каспийских региональных выставках – «Атырау Нефть и Газ» и AtyrauBuild-2019 и выразили желание участвовать в событиях 2020 года, проводимых выставочной компанией Itesa.

Константин Цыкулаев, директор ТОО «Новомет-Казахстан»: «Наша компания участвует в выставке «Атырау Нефть и Газ» в первый раз. Нам очень понравилась данная бизнес-площадка, она достаточно информативна и компактна. Все организации, представленные здесь, очень интересны. Мы провели встречи, как с участниками, так и с посетителями. И достигли первых договоренностей с новыми компаниями, и с уже существующими клиентами. А завтра мы поедем презентовать свое новое инновационное оборудование на эти предприятия».

Сажид Ажгельдеева, директор ТОО «АСТРА ТРЕЙД»: «Мы впервые участвуем в выставке «Атырау Нефть и Газ» – 2019. Я считаю, что выставка проходит очень хорошо и интересно. Организация отличная, регистрация проходит быстро. Наша компания уже видит положительный результат: мы заключили договоры с компаниями. Хочу отметить также, что на выставке представлено много представителей из России и иностранных компаний».

19-е Северо-Каспийские региональные выставки – «Атырау Нефть и Газ» и AtyrauBuild пройдут 8–10 апреля 2020 года. ☺



# Итоги международной выставки «Нефтегаз-2019»

*«Нефтегаз» – главная площадка для инновационного развития топливно-энергетического комплекса страны*

С 15 по 18 апреля 2019 года в Москве, в Центральном выставочном комплексе «Экспоцентр», состоялась 19-я Международная выставка «Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса» – «Нефтегаз-2019». Организаторами выступили АО «Экспоцентр» и выставочная компания «Мессе Дюссельдорф ГмбХ» (Германия) при поддержке Министерства энергетики РФ, Министерства промышленности и торговли РФ, Российского союза промышленников и предпринимателей, Российского газового общества, Союза нефтегазопромышленников России, Союза машиностроителей Германии (VDMA), под патронатом Торгово-промышленной палаты РФ.

В этом году площадь выставки составила 35 285 кв. м, в ней приняли участие 573 компании из 24 стран мира. Национальные экспозиции представили фирмы из Германии, Китая, Чехии.

За 4 дня работы зафиксировано 22 820 посещений выставки специалистами нефтегазовой и смежных отраслей. С экспозицией ознакомились посетители из 78 регионов России и 72 стран.

Традиционное проведение выставки «Нефтегаз-2019» вместе с Национальным нефтегазовым форумом – мероприятием федерального масштаба – и в одни сроки с 28-й Международной выставкой «Электрооборудование. Светотехника. Автоматизация зданий и сооружений» – «Электро-2019» привело к созданию площадки для конструктивного общения профессионалов отрасли, демонстрации новейших технологий и инновационных разработок для всех секторов нефтяной, газовой промышленности и топливно-энергетического комплекса России.

Участие ведущих мировых и отечественных компаний нефтегазовой индустрии и топливно-энергетического комплекса вновь подтвердило высокий международный статус и авторитет выставки в профессиональном сообществе. По словам участников и отраслевых специалистов, такие выставки, как «Нефтегаз», очень важны и для развития отрасли, и для нашей страны в целом, они дают возможность

актуализировать и показать достижения в развитии нефтегазодобывающей индустрии и нефтегазового сервиса в России.

В церемонии торжественного открытия выставки «Нефтегаз-2019» приняли участие председатель Совета Союза нефтегазопромышленников России Юрий Шафраник, помощник руководителя Администрации президента РФ Кирилл Молодцов, президент Российского союза химиков Виктор Иванов, вице-президент ТПП РФ Дмитрий Курочкин, генеральный директор «Мессе Дюссельдорф Москва» Томас Штенцель, генеральный директор АО «Экспоцентр» Сергей Беднов, заместитель руководителя Федерального агентства связи Владимир Шелихов и другие официальные лица.

Выступающие отметили важность крупнейших отраслевых событий выставки «Нефтегаз» и Национального нефтегазового форума для проведения эффективного диалога представителей органов власти с бизнесом и экспертами отрасли, обсуждения важных тем и путей решения приоритетных задач, стоящих перед ТЭК России.

После открытия выставки состоялась торжественная церемония гашения памятным штемпелем художественного маркированного почтового конверта, выпущенного к отмечаемому в этом году 60-летию «Экспоцентра».

Организаторы выставки «Нефтегаз-2019» выражают особую благодарность спонсорам выставки: ООО «НТА-Пром» – спонсору электронной регистрации; АО «АРТ-Оснастка» – спонсору навигации выставки; ООО «ПИ ЭМ АЙ СИСТЕМС» – спонсору раздела выставки; ООО «Завод ОРЕЛКОМПРЕССОРМАШ» – спонсору видеотрансляции; ООО «ПНГА», ООО «Риттал», ООО «Синтек», АО «ТРЭМ Инжиниринг», АО «Чебоксарский электроаппаратный завод», АО «Энергомаш» – партнерам выставки; ООО «НПО МИР», ООО «Прософт-Системы», ООО «Химмаш-аппарат», ООО «Феникс Контакт РУС», ЗАО «ГК «Электрощит» – ТМ Самара» – партнерам деловой программы, а также инновационному партнеру выставки – АО «Шнейдер Электрик».

**Экспозиция.** Предметом интереса широкого круга специалистов стали ключевые тематические разделы, посвященные автоматизированным системам управления, нефтегазопереработке и нефтегазохимии, сервисному обслуживанию,



а также актуальные для отрасли направления: разведка и добыча нефти и газа; строительство и обустройство месторождений; оборудование и технологии для разработки месторождений на шельфе; сбор, хранение и транспортировка углеводородов.

Лучшие российские достижения продемонстрировали «Альбатрос», «АРТ-Оснастка», «Борхиммаш», «Вега-Газ», «Вэлан», «ГК Ростех», «Делайт 2000», ПАО «Газпром», Завод «Горэлтех», «Искра», «КуйбышевТелеком-Метрология», «Нефтесервисприбор», «НКМЗ Групп», «НПО МИР», «НПП Сенсор», «НТА-Пром», «НПФ ПАКЕР», «Объединенная металлургическая компания», «Орелкомпрессормаш», «ПИ ЭМ АЙ Системс», «Приводы АУМА», «Ритгал», «Ризур», «СНГ», «Татнефть», «ТОТАЛ ВОСТОК», «Транснефть», «Тревизан», «Трубная металлургическая компания-ТМК», «Тяжпрессмаш», «Уралмаш НГО Холдинг», «Феникс Контакт Рус», «Химмаш-Аппарат», «Хорн-Рус», «ЧЭАЗ», «ЧТПЗ», «Электроцит» и др.

Свои возможности представили известные ведущие зарубежные производители нефтегазового оборудования и технологий: ABB, ARTVIK, Inc, Bauer Kompressoren GmbH, Elmess-Kl ppertherm LLC, JUMO GmbH & Co. KG, KANEX Krohne Anlagen Export GmbH, Kawasaki Heavy Industries, Ltd., Metso Corporation, MTU Friedrichshafen GmbH, Pepperl + Fuchs GmbH, Roxtec International AB, SAMSON AG, Sinopec Oilfield Equipment Corporation, VEGA Grieshaber KG, Weidm ller Interface GmbH & Co. KG, Yantai Jereh Petroleum Equipment & Technologies Co., Ltd., Yokogawa Electric Corporation и др.

Участники и гости «Нефтегаз-2019» отметили в своих отзывах успешное проведение выставки и ее высокую коммерческую результативность.

Согласно результатам независимого опроса исследовательского центра «Ромир»:

- 75% экспонентов достигли на выставке

поставленных целей по установлению новых деловых контактов и продвижению своих решений;

- 69% – выполнили или перевыполнили планы по расширению клиентской базы, увеличению объемов продаж;
- 93% посетителей высоко оценили результативность посещения выставки;
- 86% – нашли на выставке новых поставщиков, а 30% – намерены осуществить закупки по итогам выставки;
- 87% экспонентов и 95% посетителей готовы рекомендовать выставку своим деловым партнерам и коллегам.

В рамках деловой программы выставки «Нефтегаз-2019» прошли:

- конференция «Комплексное решение для серочистки нефти и нефтепродуктов на базе усовершенствованной технологии гидроочистки компании DuPont и новой технологии утилизации сероводорода компании «ХИММАШ-АППАРАТ»;
- конференция для руководителей нефтегазодобывающего комплекса «Вклад компании «Электроцит Самара» в цифровую трансформацию энергетики России»;
- конференция «Вертолетные услуги в интересах нефтегазовой отрасли»;
- семинары компаний – участников выставки.

На стенде ПАО «Татнефть» состоялась презентация новой концепции «Технологическое партнерство», направленной на активное коммуницирование с внешними партнерами при реализации инновационных проектов. В первый день речь шла о потребностях компании при разработке месторождений, стимуляции скважин, МГРП (многостадийный гидроразрыв пласта) и технологиях добычи нефти. Второй день был посвящен сотрудничеству с ПАО «Татнефть». Большой интерес вызвали панельные дискуссии, на которых в качестве спикеров выступили руководители и ведущие эксперты компании: Марат Амерханов, Арслан Даминов, Эдуард Абусалимов, Андрей Ершов, Виктор Зубарев, Ринат Гарипов, Сергей Золотухин, Юлия Фатыхова.

Более подробно с мероприятиями деловой программы выставки можно ознакомиться на сайте выставки.

Инновационный партнер выставки «Нефтегаз-2019» – всемирно известная компания в области управления энергией и автоматизации Schneider Electric – провела Innovation Summit Moscow. Главной темой Саммита, в рамках

которого состоялись более 100 мероприятий, стала «Энергия цифровой экономики». Экспозиция Schneider Electric площадью более 3000 кв.м была посвящена интегрированным решениям, объединяющим управление энергией, автоматизацию и программное обеспечение.

**Национальный нефтегазовый форум (ННФ)** состоялся 16–17 апреля. В фокусе внимания ННФ традиционно находились актуальные проблемы нефтегазовой отрасли, актуальные вызовы и эффективные пути их решения. Двухдневная программа Форума включала в себя круглые столы, практические семинары, а также специальные сессии. Представители органов государственной власти, бизнеса и экспертного сообщества обсудили широкий круг тем, в числе которых инновационные технологии, меняющие отрасль, фискальная политика и ее влияние на экономику, цифровизация ТЭК и роботизация профессий.

Пленарная сессия первого дня ННФ была посвящена анализу современных энергетических рынков. Участники дискуссии обсуждали ключевые тенденции и новые технологические тренды. Форум стартовал с приветственного слова министра энергетики РФ Александра Новака, который в письме пожелал участникам Форума продуктивной работы. Замминистра энергетики РФ Павел Сорокин также поприветствовал коллег и, будучи модератором ключевой сессии, задал тон дискуссии. По его словам, эпоха нефти продлится еще 50–70 лет, однако в перспективе новым вызовом для экономики России станет необходимость поиска новых путей развития отрасли.

Вторая часть пленарной сессии была посвящена технологическим трендам, которые меняют состояние сырьевых рынков.

На семинаре «Нефть, газ и деньги: анализ, прогнозирование и ценообразование» речь шла о том, что в условиях волатильной природы сырьевых рынков необходимо большое внимание уделять внутренней государственной регулятивной системе.

Вторая половина программы первого дня Национального нефтегазового форума была посвящена налоговому регулированию. Стратегической стала сессия, на которой были затронуты вопросы фискальной политики и новые стимулы для перезагрузки экономики.

Замминистра энергетики Павел Сорокин в качестве основной назвал задачу по наращиванию инвестиций в основной капитал компаний. Председатель комитета по энергетике Госдумы РФ Павел Завальный подчеркнул, что



фискальная политика должна быть гибкой и предсказуемой, чтобы поддерживать добычу нефти на необходимом уровне и максимально монетизировать газовые запасы.

В первый день Форума также прошла специальная сессия Сбербанка, на которой заместитель председателя правления банка Анатолий Попов, заместитель министра энергетики Павел Сорокин, председатель правления «СИБУР Холдинг» Дмитрий Конов, начальник Департамента технологических партнерств и импортозамещения «Газпром нефть» Сергей Архипов обсуждали вызовы, стоящие перед нефтегазовой отраслью на пути к трансформации. Особое внимание они уделили вопросу цифровизации, сотрудничеству между компаниями – потребителями технологий и компаниями, их поставляющими.

Заключительное заседание первого дня Национального нефтегазового форума было посвящено разведке и разработке трудноизвлекаемых и нетрадиционных углеводородов, а также экономическим аспектам и технологическим вызовам.

Программа второго дня была сфокусирована на вопросах импортозамещения, технологического и инновационного потенциала отечественного ТЭК, а также на проблемах трансфера технологий и их финансирования. В рамках круглых столов и форсайт-сессий эксперты уделили особое внимание вопросам экологического машиностроения и природоохранных технологий, а также потенциалу несырьевого экспорта.

Ключевыми мероприятиями стали пленарная сессия «Технологический и инновационный потенциал нефтегазовой промышленности России в условиях цифровой трансформации» и стратегическая сессия «Импортозамещение и локализация в нефтегазовой отрасли:

устранение барьеров для достижения технологической независимости». С докладами выступили председатель совета Союза нефтегазопромышленников России Юрий Шафраник, руководитель департамента научных индустриальных исследований ИВМ по Восточной Европе и Азии Артем Семенихин, научный руководитель Института ИПНГ РАН Анатолий Дмитриевский, президент Союза нефтегазопромышленников России Геннадий Шмаль.

Во второй половине дня прошел круглый стол на тему «Промышленные полигоны, технологические кластеры и инжиниринговые центры: основные этапы трансфера технологий и проблемы финансирования». Участники дискуссии единодушно согласились с необходимостью строительства и развития инжиниринговых центров в России, но посетовали на недостаточное финансирование таких проектов.

В рамках форсайт-сессии прошло заседание рабочей группы «Разведка, добыча, сервис» Экспертного совета по технологическому развитию нефтегазовой отрасли при

Минэнерго России, на которой был проведен ряд консультаций по текущему состоянию технического оснащения российских компаний.

В конце дня прошли два круглых стола совместно с компаниями «Татнефть» и НПК «ТЕХМАШ».

Генеральным партнером мероприятия выступил Сбербанк, цифровым партнером – «Ростелеком», стратегическим – ЕУ, интеллектуальным партнером – компания SAP, специальными партнерами – «Лаборатория Касперского» и корпорация «Галактика», инновационным партнером – Schneider Electric, официальным партнером – Schlumberger, ИВМ и НПК «ТЕХМАШ» – партнерами сессий, «Королевская вода» – официальной водой Форума и компания «РусХОЛТС».

В работе Форума приняли участие свыше 130 спикеров, более 800 делегатов и 130 представителей ведущих СМИ.

В следующем году состоится 20-я юбилейная Международная выставка «Нефтегаз-2020» и Национальный нефтегазовый форум, которые пройдут в ЦВК «Экспоцентр» с 13 по 16 апреля 2020 года и 14–15 апреля соответственно.



**ПСКОВТЕХГАЗ®**

# КРИОГЕННЫЕ ГАЗИФИКАЦИОННЫЕ УСТАНОВКИ для ГРП и КРС

- ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ от 350 до 6 000 ± 10 н.м<sup>3</sup>/ч
- РАБОЧЕЕ ДАВЛЕНИЕ до 70 МПа
- ТЕМПЕРАТУРА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ ВО ВРЕМЯ РАБОТЫ -50°...+50°С
- ТЕМПЕРАТУРА АЗОТА на выходе до +150°С
- ВОЗМОЖНА ЧАСТИЧНАЯ И ПОЛНАЯ АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРОЦЕССОВ

- РАЗРАБОТКА ПОД ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ
- СОБСТВЕННОЕ ПРОИЗВОДСТВО
- ОБУЧЕНИЕ ПЕРСОНАЛА И ВВОД В ЭКСПЛУАТАЦИЮ
- ГАРАНТИЙНОЕ И ПОСТГАРАНТИЙНОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ



☎ +7 (800) 250 07 79

✉ OP\_INFO@PSKOVTEHGAS.RU

🌐 WWW.PSKOVTEHGAS.RU

# Новая геофизическая техника и технологии для нефтегазовых компаний

## XXV научно-практическая конференция

В Уфе 22 мая 2019 года в Crowne Plaza Ufa – Congress Hotel в рамках Российского нефтегазохимического форума и XXVII Международной выставки «Газ. Нефть. Технологии –2019» прошла XXV научно-практическая конференция «Новая геофизическая техника и технологии для нефтегазовых компаний».

Ее организаторами традиционно выступили созданный при содействии Министерства промышленности и инновационной политики Республики Башкортостан Геофизический кластер «Квант» и Межрегиональная общественная организация Евро-Азиатское геофизическое общество (МОО ЕАГО).

Конференция проходила при поддержке Министерства энергетики РФ, Министерства природных ресурсов и экологии РФ, Министерства промышленности и инновационной политики РБ, Торгово-промышленной палаты Республики Башкортостан.

Официальный спонсор конференции – ООО «Компания БКС».

В работе конференции участвовало 250 специалистов из 122 организаций различных регионов России, Казахстана, Беларуси. Среди делегатов 27% представляли нефтегазовые компании, 30% сервисные компании и 43% ведущие компании геофизической науки и приборостроения.

В работе конференции приняла участие большая группа специалистов ПАО «НК «Роснефть» и ПАО АНК «Башнефть», а также специалисты ПАО «Татнефть» и ПАО «Лукойл». В прямом контакте с ведущими в России и СНГ специалистами компаний по разработке и производству геофизической Hi-Tech-техники и технологий, а также представителями сервисных компаний нефтяники смогли ознакомиться с опытом коммерческого применения отечественных высоких геофизических технологий на нефтяных месторождениях России, ближнего и дальнего зарубежья.

Геофизические сервисные и приборостроительные компании были представлены специалистами ООО «ТНГ-Групп», Группой компаний ВНИИГИС, АО «Коминетгеофизика», АО «Башвзрывтехнологии», АО «Пермнефтегеофизика», ООО «Газпром георесурс», ООО «ГИРС-сервис», ООО

«ПИТЦ Геофизика», ООО «Универсал-Сервис», АО «Узеньпромгеофизика» (Казахстан), СЗАО «Новинка» (Беларусь), ОАО «Когалымнефтегеофизика», ЗАО «СГЭ», АО НПФ «Эликом», ООО «Геофизмаш», ООО «НовТек новые технологии», ГУП ЦМИ «УралГео», ООО НПФ «АМК Горизонт», ООО «Промперфоратор», АО «Взрывгеосервис», ТОО «ГеоМунайСервис» (Казахстан), ОАО «Нижневартовскнефтегеофизика» и др.

Академическая, отраслевая и университетская наука была представлена РАЕН, ФГУП «ВНИИА» госкорпорации «Росатом», ИПНГ РАН, ООО «РН-БашНИПИнефть», ПАО НПП ВНИИГИС, Башкирским ГУ и Уфимским ГНТУ.

В рамках конференции работала молодежная секция. В ней приняли участие аспиранты, молодые преподаватели, студенты 4-х и 5-х курсов УГНТУ, БашГУ и др.

На пленарном заседании и трех секциях «Геология. Бурение скважин», «Добыча. Ремонт скважин» и «Комплексная интерпретация и моделирование» было заслушано 49 докладов и презентаций. В фокусе конференции оказались проблемы создания и применения геофизической Hi-Tech-техники и технологий при бурении, ремонте и эксплуатации горизонтальных и др. скважин, контроле их технического состояния и контроле разработки месторождений, а также проблемы качества информации и обеспечения единства геофизических измерений.

**Пленарное заседание.** В рамках пленарного заседания на рассмотрение участников конференции были вынесены вопросы текущего состояния и перспективы развития российского геофизического комплекса, а также наиболее значимые достижения в разработке и применении новой отечественной геофизической техники и технологий в нефтегазовой отрасли России.

В докладе специалистов МОО ЕАГО, Минэнерго и Минприроды РФ, представленном В.В. Лаптевым, было отмечено, что усилиями работников нефтегазовой отрасли российский геофизический комплекс выстоял в жесткой конкурентной схватке с лидерами мирового геофизического рынка – американскими компаниями. В настоящее время компании РФ контролируют 88% отечественного рынка геофизического сервиса. В соответствии с «Доктриной энергетической безопасности РФ», утвержденной президентом России

**В фокусе конференции оказались проблемы создания и применения геофизической Hi-Tech-техники и технологий при бурении, ремонте и эксплуатации горизонтальных и др. скважин, контроле их технического состояния и контроле разработки месторождений.**



14 мая 2019 года, этим обеспечена технологическая независимость ТЭК РФ в таком важнейшем виде его деятельности, коим является геофизический сервис. В качестве ближайших перспективных задач устойчивого развития отечественного геофизического комплекса предлагается сосредоточиться на формировании крупных игроков геофизического рынка России и мира в составе нефтегазовых корпораций «Газпром», «Газпром нефть» и «Роснефть». Актуальной задачей укрепления конкурентоспособности российской геофизики является задача создания Российского геофизического центра метрологии и сертификации для обеспечения единства и качества геофизических измерений. Все это позволит приступить к последовательному восстановлению позиций России на мировом рынке геофизического сервиса.

Концепция создания Российского геофизического центра метрологии и сертификации подробно обоснована в совместном докладе МО АИС, УГНТУ и ФБУЦСМ РБ, представленном Р.А. Валиуллиным.

В докладах К.Н. Каюрова (ООО НПП ГА «Луч») и А.В. Васильева (ООО НПФ «ВНИИГИС-ЗТК») представлены аппаратно-программные комплексы LWD нового поколения с гидравлическим и электромагнитным каналами передачи информации, созданные и освоены серийным производством в Новосибирске и Октябрьском.

В докладах В.И. Зверева (ФГУП «ВНИИА») и А.В. Емельянова (ООО «НПП Энергия») приведены новейшие достижения в создании аппаратуры импульсного нейтрон-

нейтронного и импульсного нейтрон гамма-спектрального каротажа, а также азимутального плотностного гамма-гамма метода для исследования скважин как приборами на кабеле, так и в составе комплексов LWD. Р.Н. Олейником (ООО «Газпром Георесурс») и И.А. Богдановым (АО «ТОЭЗ ГП», Schlumberger-Россия) рассмотрены вопросы производства оборудования и технологии исследования скважин на морских платформах. В докладе В.В. Ефанова (ООО «Башнефть Петротест») большое внимание уделено цифровым технологиям ГИС. В.Е. Цой (ООО «Интех-Сервис») и О.Л. Кузнецов (РАЕН) посвятили свой доклад новым технологиям исследования заколонного и межскважинного пространства для определения текущего состояния пластов на действующих нефтегазовых месторождениях. Резюмируя представленную информацию, можно констатировать значительный прогресс в разработке техники и технологий ГИС ведущими отечественными центрами геофизических компетенций.

Из 12 сообщений в секции добычи наиболее актуальные и значимые направления по ГИРС отражены в четырех докладах.

В докладе В.Н. Белякова «Разработка, внедрение, модернизация и опыт применения скважинных приборов электрического дивергентного каротажа «НЭК/Тверца-ЭДК» и скважинных тракторов для закрытого ствола «ИНТЕХТРАК» показано положение дел с методом каротажа через обсадную колонну. Приведен анализ разрешающей способности применяемой аппаратуры российских производителей. ►

**Российский геофизический комплекс выстоял в жесткой конкурентной схватке с лидерами мирового геофизического рынка – американскими компаниями. В настоящее время компании РФ контролируют 88% отечественного рынка геофизического сервиса.**

Показано, что аппаратура НЭК превосходит по разрешающей способности (верхний предел кажущихся электрических сопротивлений 400 ом) все существующие разработки, в том числе и зарубежные. Также завершается разработка скважинных тракторов для закрытого ствола «ИНТЕХТРАК».

И.А. Клишин («Новая технология доставки приборов в горизонтальные скважины») представил новую технологию исследований в горизонтальных скважинах, которая основана на применении стеклопластикового покрытия отрезка геофизического кабеля, что придает ему необходимую упругость. Указанный отрезок наматывается на барабан специального подъемника, на котором он находится в упругом состоянии до спуска в скважину. В качестве движителя используются грузы, устанавливаемые на стандартный геофизический кабель.

И.А. Черных в докладе «Опыт проведения гидродинамических исследований механизированных скважин с применением системы закрытия скважины на забое» изложила результаты опытно-промышленных работ по проведению гидродинамических исследований механизированных скважин с применением системы закрытия на забое. Было убедительно доказано, что с использованием управляемого клапана значительно сокращается время получения качественной кривой восстановления давления, что, в свою очередь, уменьшает недоборы нефти при исследованиях.

В сообщении «Инновационные технологии исследования скважин» А.Д. Савича подробно изложены технологические разработки для исследований в бурящихся и эксплуатационных горизонтальных скважинах – технологические комплексы «Латераль». Также показан опыт проведения вторичного вскрытия пластов на депрессии под глубинными насосами. Приведены примеры сравнительного применения технологий с разработками «Шлюмберге», где показаны преимущества технологических комплексов. Отмечено, что все исследования в горизонтальных скважинах и высокоэффективные работы по перфорации под насосом на площадях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» выполняются в основном без привлечения западных компаний.

В секции геологии и бурения скважин было заслушано 12 докладов, а в секции комплексной

интерпретации и моделирования – 11 докладов.

В результате состоявшихся в рамках конференции дискуссий с участием ведущих российских общественных организаций МОО ЕАГО, МО АИС, НО «Союзнефтегазсервис», НАНГС, РАЕН по состоянию и направлениям дальнейшего развития отечественного геофизического комплекса были приняты следующие рекомендации:

1. В соответствии с «Доктриной энергетической безопасности Российской Федерации» общественным организациям МОО ЕАГО, МО АИС, НО «Союзнефтегазсервис», НАНГС и РАЕН в июне с. г. подготовить и передать в Минэнерго и Минприроды РФ дорожную карту по развитию российского геофизического комплекса, включающую решение следующих вопросов:
  - а) в целях укрепления технологической независимости ТЭК РФ расширения и укрепления позиций отечественной геофизики на внутреннем и мировом рынках нефтегазового сервиса создать на базе существующих активов в ПАО «Газпром», ПАО «Газпром нефть», ПАО «НК «Роснефть» и АО «Росгеология» крупные геофизические компании мирового класса;
  - б) в рамках развития технологических полигонов для нефтегазовой отрасли создать в Уфе геофизический центр метрологии, сертификации и компетенций с полигоном для опытно-промышленных испытаний геофизической техники и технологий поиска, разведки и разработки трудноизвлекаемых запасов нефти и газа;
  - в) на законодательной основе отрегулировать вопросы ценовой политики и порядка оплаты за выполненные работы нефтегазовыми компаниями в отношении отечественных компаний геофизического сервиса;
  - г) подготовить предложения по формированию общепромышленных технических требований на приоритетную импортозамещающую геофизическую технику и технологии для нужд нефтяной отрасли Российской Федерации.

*Оргкомитет конференции благодарит руководство и специалистов Минэнерго РФ, Минпроминвест РБ, ПАО «НК «Роснефть», ПАО АНК «Башнефть», ООО «Лукойл-Пермь», ведущих российских сервисных и приборостроительных геофизических компаний, а также коллег из Беларуси и Казахстана за поддержку и участие в работе конференции.*



ICoTA  
РОССИЯ

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



НП «ЦРКТ»



Уважаемые коллеги! Дорогие друзья!

Российское отделение Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA) предлагает вам принять участие в голосовании, результатом которого станет формирование шорт-листа специальной премии **Intervention Technology Award – 2019**.

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

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

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

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

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

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

«Лучшее периодическое издание в России, освещающее проблемы нефтегазового сервиса» \_\_\_\_\_

Просим вас отсканировать заполненную форму и прислать по адресу: [cttimes@cttimes.org](mailto:cttimes@cttimes.org).

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

**Ваш голос очень важен!**

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

Торжественное вручение дипломов лауреатам российской Intervention Technology Award состоится в рамках 20-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы» в ноябре 2019 года.

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

**Контактная информация:**

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

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

Тел. +7 (495) 481-34-97  
(доб. 102)

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

ICoTA  
РОССИЯ

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



Dear colleagues and friends!

Russian Chapter of the Intervention and Coiled Tubing Association (ICoTA) invites you to respond to a poll and tell us which companies are worthy of the special **Intervention Technology Award – 2019**.

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

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

\_\_\_\_\_

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

\_\_\_\_\_

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

\_\_\_\_\_

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

\_\_\_\_\_

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

\_\_\_\_\_

Best periodical in Russia, highlighting the problems of oil and gas service \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

Please, kindly fill-in the form, scan it and send to [cttimes@cttimes.org](mailto:cttimes@cttimes.org)

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

**Your opinion is very important for us!**

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

**Intervention Technology Award** Ceremony will be held in the framework of the 20<sup>th</sup> International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference on November, 2019.

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

**Contact information:**

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

5/1 Pyzhevsky lane,  
Suite 224

119017 Moscow, Russian  
Federation

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

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

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

**Российское отделение Ассоциации специалистов по  
колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам**

**Некоммерческое партнерство «Центр развития  
колтюбинговых технологий»**

**Russian Chapter of the Intervention and Coiled Tubing Association**

**Nonprofit Partnership Coiled Tubing Technologies  
Development Center**



**ИСОТА  
РОССИЯ**



Контактная информация

Пыжевский переулок, 5, строение 1, офис 224  
Москва 119017, Российская Федерация  
Телефон: +7 499 788 91 24; +7 (916) 512 70 54  
Факс: +7 499 788 91 19  
E-mail: [info@icota-russia.ru](mailto:info@icota-russia.ru)

Contact information

5/1 Pyzhevsky lane, Suite 224  
119017 Moscow, Russian Federation  
Telephone: +7 499 788 91 24; +7 (916) 512 70 54  
Fax: +7 499 788 91 19  
E-mail: [info@icota-russia.ru](mailto:info@icota-russia.ru)

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



Целью Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам является развитие возможностей для профессионального общения специалистов, аккумуляция технических знаний, обобщение опыта применения инновационных технологий, содействие внедрению новейших разработок в области колтюбинговых технологий и других сегментов высокотехнологичного нефтегазового сервиса и стандартов безопасности проведения работ.

Российское отделение Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA-Россия) является информационной структурой, действующей в рамках Некоммерческого партнерства «Центр развития колтюбинговых технологий», и осуществляет свою деятельность в соответствии с Соглашением о сотрудничестве, заключенным между Ассоциацией специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA) и Некоммерческим партнерством «Центр развития колтюбинговых технологий».

## ЗАЯВЛЕНИЕ

Прошу принять меня в члены ICoTA-Россия

Фамилия \_\_\_\_\_ Написание по-английски \_\_\_\_\_

Имя \_\_\_\_\_ Написание по-английски \_\_\_\_\_

Отчество \_\_\_\_\_

Организация/компания/структура \_\_\_\_\_

Должность \_\_\_\_\_

Адрес электронной почты \_\_\_\_\_

Телефон служебный \_\_\_\_\_ Факс \_\_\_\_\_

Телефон мобильный \_\_\_\_\_

Почтовый адрес для связи \_\_\_\_\_

Дата \_\_\_\_\_

Подпись \_\_\_\_\_

Пожалуйста, отправьте заполненное заявление по факсу: +7 499 788 91 19  
или скан заявления на e-mail: [info@icota-russia.ru](mailto:info@icota-russia.ru)



**Медиаплан распространения журнала  
«Время колтюбинга. Время ГРП» на отраслевых  
мероприятиях в 2019 году  
ВК № 2/68, июнь-2019**

Мероприятие	Дата проведения	Город	Организатор	Сайт
Саммит руководителей нефтегазовой отрасли России и стран СНГ – 2019	19-20.06.2019	Сочи	Euro Petroleum Consultants Ltd (EPC)	<a href="https://worldexpo.pro/europetro">https://worldexpo.pro/europetro</a>
14-я Международная научно-практическая конференция «Современные технологии капитального ремонта скважин и повышения нефтеотдачи пластов. Перспективы развития»	27.06-01.07.2019	Сочи	«Черноморские нефтегазовые конференции»	<a href="http://oilgasconference.ru/conference/">http://oilgasconference.ru/conference/</a>
4-й ежегодный Восточный нефтегазовый форум	10-11.07.2019	Владивосток	Vostock Capital	<a href="https://eastrussiaoilandgas.com/">https://eastrussiaoilandgas.com/</a>
Дискуссионный форум нефтегазовой промышленности в Тюмени/DECOM-2019	26-28.08.2019	Тюмень	ООО «Нафта Колледж»	<a href="https://worldexpo.pro/decom">https://worldexpo.pro/decom</a>
Нефть. Газ. Нефтехимия – 2019	02-04.09.2019	Казань	ВЦ «Казанская ярмарка»	<a href="https://startng.ru/event/neft-gaz-neftehimiya-2019/">https://startng.ru/event/neft-gaz-neftehimiya-2019/</a>
Семинар-конференция «Эксплуатация – добыча нефти и газа, ремонт и бурение горизонтальных скважин»	09-13.09.2019	Ялта	НОЧУ ДПО «ИнТех»	<a href="http://togc.info/seminary/?SECTION_ID=104&amp;ELEMENT_ID=10983">http://togc.info/seminary/?SECTION_ID=104&amp;ELEMENT_ID=10983</a>
Нефть и газ. Топливо-энергетический комплекс – 2019	10-13.09.2019	Тюмень	ВЦ «Тюменская ярмарка»	<a href="http://expo72.ru/vistavki/2019/4695/">http://expo72.ru/vistavki/2019/4695/</a>
5-й KDR – «Скважинный инжиниринг – 2019»	12.09.2019	Астана	TMG совместно с КазМунайГаз	<a href="http://www.kazdr.kz/ru/">http://www.kazdr.kz/ru/</a>
XI Международный симпозиум стран ЭПШП и ЕАЭС «Новая техника и технологии ГИС для нефтегазовой промышленности»	16-20.09.2019	Новосибирск	Евро-Азиатское геофизическое общество (ЕАГО) и Китайская нефтяная ассоциация (КНА). При поддержке СО РАН	<a href="https://www.novtekbusiness.com/kopiya-noyabr-2018">https://www.novtekbusiness.com/kopiya-noyabr-2018</a>
Тюменский нефтегазовый форум – 2019	17-19.09.2019		Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации; правительство Тюменской области	<a href="http://www.totalexpo.ru/expo/8641.aspx">http://www.totalexpo.ru/expo/8641.aspx</a>

119017 г. Москва, Пыжевский пер.,  
д. 5, стр. 1, офис 224  
тел.: +7 499 788 914, тел./факс: +7 499 788 91 19.

## Дорогие читатели!

Подписку на научно-практический журнал  
«**Время колтюбинга**»

вы можете оформить в любом отделении  
«Роспечати» в период проведения подписных  
кампаний.

**ИНДЕКС В ПОДПИСНОМ КАТАЛОГЕ  
«РОСПЕЧАТИ» – 84119.**

Компании могут оформить годовую подписку  
непосредственно в редакции журнала  
(не менее чем на 3 экземпляра). Подписка  
в редакции возможна с любого месяца года.

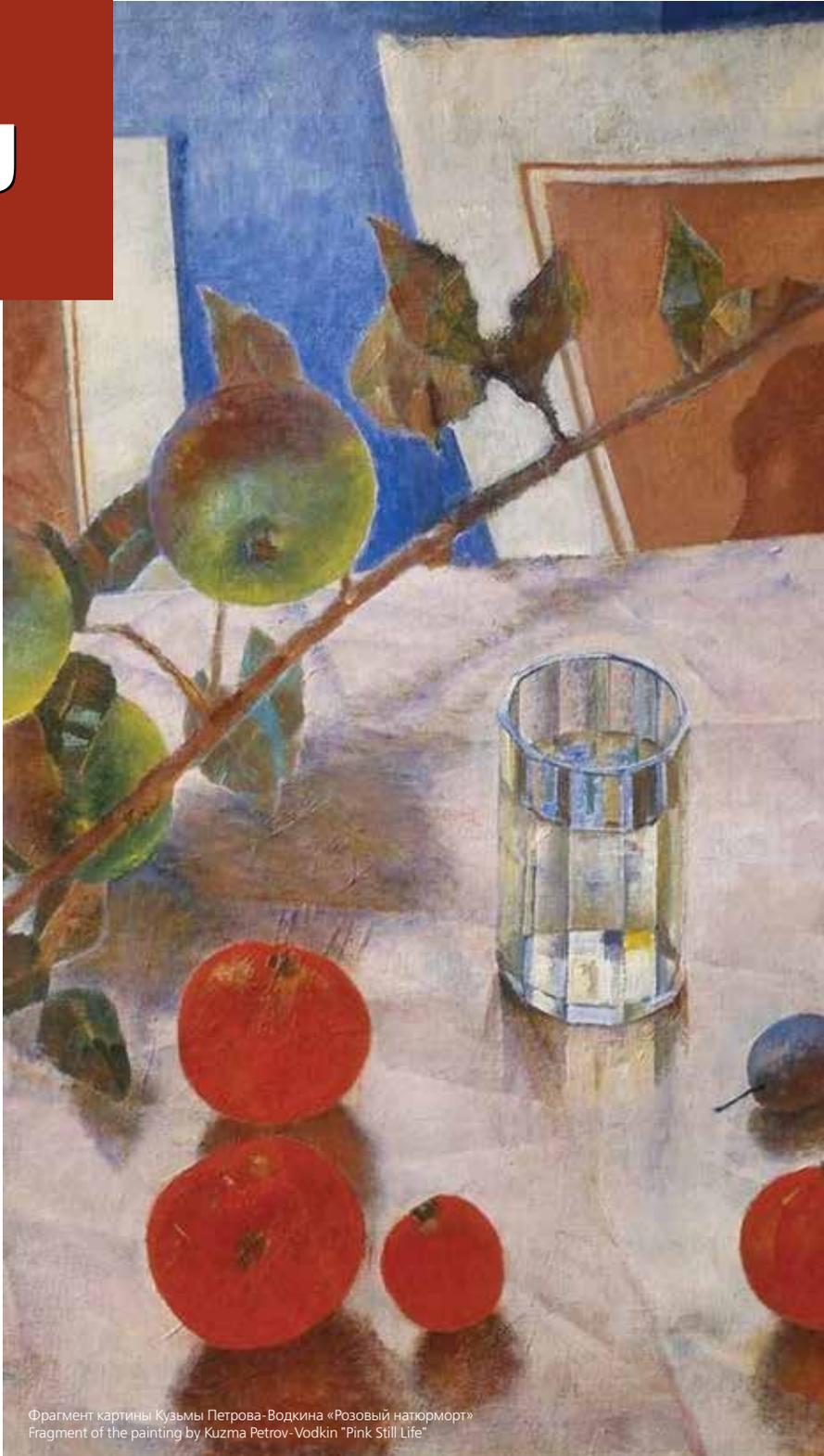
Минимальная стоимость годовой подписки  
(3 экз. х 4 вып.): 13 200 руб.  
(включая НДС 10%) + стоимость доставки.

Для оформления подписки через редакцию  
отправляйте запрос по адресу:  
[cttimes@cttimes.org](mailto:cttimes@cttimes.org)

For English-speaking readers we recommend  
to subscribe for PDF-version of the Journal.

Please send your subscription request to:  
[cttimes@cttimes.org](mailto:cttimes@cttimes.org)

Year subscription price for PDF-version: 80\$.



Фрагмент картины Кузьмы Петрова-Водкина «Розовый натюрморт»  
Fragment of the painting by Kuzma Petrov-Vodkin "Pink Still Life"

Почетный редактор – **Рон Кларк** (rc@cttimes.org);  
главный редактор – **Галина Булыка** (halina.bulyka@cttimes.org);  
директор по стратегическому развитию проекта «Время колтюбинга» –  
**Артем Грибов** (artem.gribov@cttimes.org);  
научный редактор – **Антон Федоренко**, канд. физ.-мат. наук;  
Переводчики – **Сергей Масленицин**, **Христина Булыко**,  
**Григорий Фомичев**, **Светлана Лысенко**;  
ответственный секретарь – **Наталья Михеева**;  
маркетинг и реклама – **Марина Куликовская** (advert@cttimes.org);  
дизайн и компьютерная верстка – **Людмила Гончарова**;  
подписка и рассылка – cttimes@cttimes.org.

Журнал распространяется по подписке среди специалистов  
нефтегазовых компаний и профильных научных институтов.  
Осуществляется широкая персональная рассылка руководителям  
первого звена.

Материалы, автор которых не указан, являются продуктом  
коллективной работы сотрудников редакции.

При перепечатке материалов ссылка на журнал «Время колтюбинга»  
обязательна.

Редакция не всегда разделяет мнение авторов статей.

Honorary editor – **Ron Clarke** (rc@cttimes.org);  
Editor-in-chief – **Halina Bulyka** (halina.bulyka@cttimes.org);  
Director of Strategic Development "Coiled Tubing Times" –  
**Artem Gribov** (artem.gribov@cttimes.org);  
Scientific editor – **Anton Fedorenko**, Doctor of Phys.-Math.;  
Translators – **Sergey Maslennitsin**, **Christina Bulyko**, **Gregory  
Fomichev**, **Svetlana Lysenko**; Executive editor – **Natallia Mikheyeva**;  
Marketing and advertising – **Marina Kulikovskaya** (advert@cttimes.org);  
Design & computer making up – **Ludmila Goncharova**;  
Subscription & distribution – cttimes@cttimes.org.

The Journal is distributed by subscription among specialists  
of oil and gas companies and scientific institutions. In addition,  
it is also delivered directly to key executives included into  
our extensive mailing list.

The materials, the author of which is not specified, are the product of the  
Editorial Board teamwork. When reprinting the materials the reference to the  
Coiled Tubing Times is obligatory. The articles provided in this journal do not  
necessarily represent the opinion of the Editorial Board.

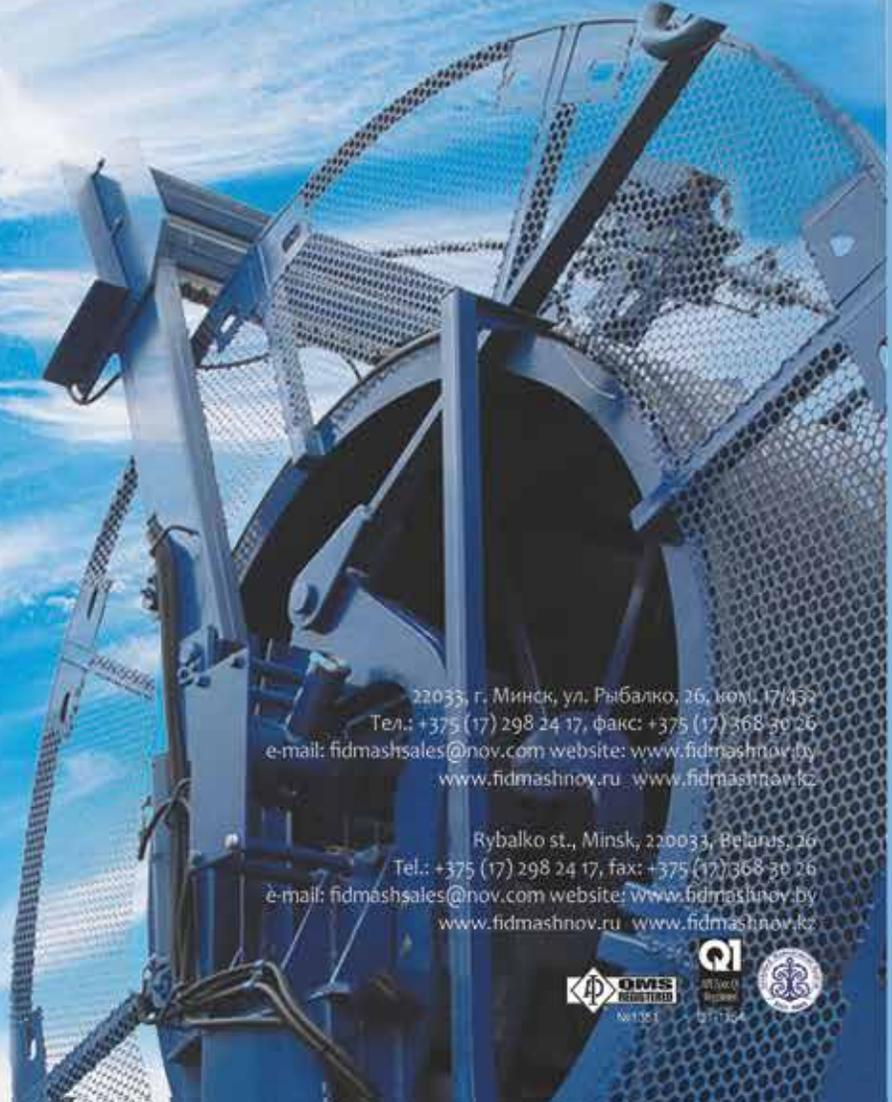
The Journal offers a cooperation to advertisers and persons concerned.



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

Оборудование для ГРП  
Fracturing Equipment

**Fidmarsh**  
Completion &  
Production Solutions



22033, г. Минск, ул. Рыбалко, 26, ком. 17/132  
Тел.: +375 (17) 298 24 17, факс: +375 (17) 368 30 26  
e-mail: [fidmarshsales@nov.com](mailto:fidmarshsales@nov.com) website: [www.fidmarshnov.by](http://www.fidmarshnov.by)  
[www.fidmarshnov.ru](http://www.fidmarshnov.ru) [www.fidmarshnov.kz](http://www.fidmarshnov.kz)

Rybalko st., Minsk, 220033, Belarus, 26  
Tel.: +375 (17) 298 24 17, fax: +375 (17) 368 30 26  
e-mail: [fidmarshsales@nov.com](mailto:fidmarshsales@nov.com) website: [www.fidmarshnov.by](http://www.fidmarshnov.by)  
[www.fidmarshnov.ru](http://www.fidmarshnov.ru) [www.fidmarshnov.kz](http://www.fidmarshnov.kz)





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

**ПАКЕР**



**СЕРВИС**

Офис в Москве:  
+7 (495) 663-31-07  
Офис в Сургуте:  
+7 (3462) 556-322  
Офис в Ноябрьске:  
+7 (3496) 423-100  
[www.packer-service.ru](http://www.packer-service.ru)  
[info@packer-service.ru](mailto:info@packer-service.ru)

**Гидравлический разрыв пласта**  
Hydraulic fracturing

**Услуги с установками ГНКТ**  
Coiled tubing services

**Освоение скважин азотом**  
Well gaslifting

**Заканчивание скважин**  
Well completion

**Пакерный сервис**  
Packer service

**Ловильные работы**  
Fishing operations

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



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