

Coiled tubing *times*

ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА
ВРЕМЯ ГРП

издается с 2002 года / has been published since 2002

3 (065), Сентябрь/September 2018

ESTM

www.cttimes.org

ГНКТ ИЗ РАЗНЫХ ЧАСТЕЙ СВЕТА

COILED TUBING FROM DIFFERENT PARTS
OF THE WORLD

«ФИДМАШ» ПРЕДЛАГАЕТ НОВЫЕ РЕШЕНИЯ

FIDMASH OFFERS NEW SOLUTIONS

ПЕРВЫЙ УСПЕШНЫЙ ОПЫТ В РОССИИ
МНОГОТОННАЖНОГО МГРП БЕЗ ПОДЪЕМА ГНКТ
НА ПОВЕРХНОСТЬ

FIRST SUCCESSFUL HEAVY-TONNAGE FRACTURING
WITH CT INSIDE THE WELL IN RUSSIA

ИНЖЕНЕРНАЯ ПОДДЕРЖКА ГРП

ENGINEERING SUPPORT OF THE HYDRAULIC
FRACTURING

СЕЛЕКТИВНЫЕ ОБРАБОТКИ (ГРП/КГРП/ОПЗ/
РИР/СКО) С ПРИМЕНЕНИЕМ ДВУХПАКЕРНЫХ
НАДУВНЫХ МНОГОРАЗОВЫХ КОМПОНОВ

Партнер выпуска –
компания ESTM

estm-tula.com

65





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

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

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



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

Производимые реагенты, применяемые для приготовления кислотных составов:

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

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



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

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

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

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

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

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

При поддержке Министерства энергетики РФ



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

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

November 8–9, 2018

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

Тематика:

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

Conference topics:

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

КОНТАКТЫ / CONTACTS:

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



ПРЕДСЕДАТЕЛЬ РЕДАКЦИОННОГО СОВЕТА

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

РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ

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

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

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

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

Г.А. Булыка, главный редактор журнала;

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

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

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

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

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

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

Р. Кларк, почетный редактор журнала;

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

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

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

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

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

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

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

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

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

ИЗДАТЕЛЬ

ООО «Время 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;

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

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

A. Korotchenko, Director, InTech, LLC;

A. Lapatsentava, Director General, FIDMASH;

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

A. Ovsiankin, Managing Director, Packer Service LLC;

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

I. Pirsch, Director of CJSC Novinka; **H.B. Luft**, Professor, Senior Technical Advisor of Trican Well Service; **K. Newman**, Technical Director of NOV

CTES; **A. Kustyshev**, Doctor of Engineering, Professor.

PUBLISHER

Coiled Tubing Times, LLC

JOURNAL HAS BEEN PREPARED FOR PUBLICATION

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

ADDRESS OF EDITORIAL OFFICE

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

СЛОВО РЕДАКТОРА

Коллеги, друзья! Свежий выпуск нашего журнала открывает весьма знаменательная публикация. В формате круглого стола на вопросы редакции отвечают руководители ведущих компаний – производителей гибкой трубы. Нам удалось организовать, без преувеличения, глобальный диалог специалистов из США, России и Китая. В фокусе обсуждения – главные тренды развития колтюбингового сегмента отрасли.

В унисон с рассуждениями участников круглого стола звучат новые решения, предлагаемые СЗАО «ФИДМАШ». О них и, в частности, о суперсовременной многофункциональной колтюбинговой установке тяжелого класса МК40Т-10, которая может выполнять не только традиционные операции на колтюбинге, но еще и применяться при операциях многостадийного ГРП или для направленного бурения с применением гибкой трубы, рассказывает заместитель генерального директора предприятия Александр Линевиц.

Международный формат журнала поддерживает содержательная подборка тезисов Конференции по колтюбингу и внутрискважинным работам, прошедшей в марте в Вудлендсе (Техас). Публикуя их, мы преследуем цель – дать российским читателям широкую панораму мировых тенденций развития высокотехнологичного нефтегазового сервиса.

«Гвоздем» раздела «Технологии» стал интереснейший материал «Первое в России успешное применение технологии гидроразрыва пласта без подъема ГНКТ на поверхность при проведении многотоннажных МГРП», предоставленный редакции компанией «Шлюмберге». Я хочу высказать благодарность лично Константину Бурдину, моему коллеге по редакционному совету журнала, за помощь в организации этой важной публикации.

Обращаю внимание читателей также на интервью с Михаилом Самойловым, начальником отдела инженерной поддержки ГРП, РН-ЦЭПиТР. В публикации затрагивается множество важнейших вопросов, касающихся организации проведения ГРП и перспектив развития этих технологий в России.

Порадовала меня и подробная информация о секции «Технологии и оборудование для высокотехнологичного нефтегазового сервиса», состоявшейся под эгидой российского отделения Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA-Россия) в рамках выставки MIOGE-2018. Это мероприятие прошло второй раз в истории и обещает стать регулярным. ICoTA-Россия идет вперед!

Надеюсь, что много нового смогу услышать вместе с вами, дорогие друзья, на 19-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы», которая состоится 8–9 ноября этого года в гостинице «Отель Novotel Москва Сити». Регистрация открыта на сайте www.ctimes.org. Увидимся!

А еще, хотя и немного запоздало, с праздником! С нашим Днем, мои нефтяники! Удачи, взаимовыручки, мужской дружбы! Всего, без чего не обойтись на промыслах и в жизни!

Рон Кларк



EDITORIAL

Dear colleagues and friends! The new issue of our journal has a publication of remarkable importance at its opening pages. The questions of the editorial board are answered in the round table format by the heads of the leading coiled tubing producers. We managed to involve experts from the USA, Russia and China in a dialogue which, without exaggeration, may be called global. The discussion focuses on the main development trends in the coiled tubing industry segment.

The new solutions offered by CJSC "FIDMASH" sound in tune with the reasoning provided at the round table. These solutions, including the coiled tubing heavy category МК40Т-10 unit which can perform not only traditional coiled tubing operations, but also be applied for multistage fracturing operations or for directional drilling by means of CT, are presented by Aleksandr Linevich, Deputy General Director of the company.

The international scope of the journal is supported by a comprehensive selection of abstracts of the reports presented at the SPE/ICoTA Coiled Tubing & Well Intervention Conference & Exhibition in the Woodlands (Texas). We publish them because we seek to demonstrate to a Russian reader a wide range of the worldwide development trends in the high-technology oil and gas service.

The highlight of the Technologies column is the most noteworthy material under the title "First Successful Heavy-Tonnage Fracturing with CT Inside the Well in Russia" from Schlumberger editorial board. Let me say how grateful I am to my colleague in the editorial team Konstantin Burdin who helped me to make this publication possible.

The readers should also take notice of the interview with Mikhail Samoilov, Head of the Engineering Support Department of the Hydraulic Processing Station, RN-TSEPiTR (Tyumen). The interview deals with a scope of the most burning issues of hydraulic fracturing procedure and its prospects in Russia.

I have also been impressed by the detailed information on the section "Technologies and equipment for high-tech oil and gas service" which was held under the auspices of the Russian branch of the Association of Specialists in coiled tubing technology and downhole work (ICoTA-Russia) as part of MIOGE-2018 Exhibition. This event has only occurred for the second time, but it is expected to become regular. ICoTA-Russia is making headway!

I hope that news will be in abundance at the 19th International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference to be held this year at Novotel Moscow City on 8–9 November. Signing up for the Conference is available at www.ctimes.org. See you soon!

And another thing, my dear colleagues. My belated congratulations on the Day of Oil Industry Worker! I wish you good luck, team spirit and loyal friends! All the things that we could never do without, whether at field or in life!

Ron Clarke

ПЕРСПЕКТИВЫ

- 6** Навстречу 19-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы»
- 8** Гибкие насосно-компрессорные трубы из разных частей света (Круглый стол авторитетных представителей компаний – лидеров в производстве гибких насосно-компрессорных труб)
- 20** «ФИДМАШ» предлагает новые решения, позволяющие работать более эффективно (Беседа с **А.В. Линевичем**, заместителем генерального директора по техническим вопросам СЗАО «ФИДМАШ»)
- 28** Секция ICoTA-Россия в технической программе MIOGE-2018

ТЕХНОЛОГИИ

- 36** **В.А. Машорин, И.А. Сахипова, Е.А. Уфимцев, К.В. Бурдин, М.А. Демкович, К.А. Стародубцева**
Первое в России успешное применение технологии гидроразрыва пласта без подъема ГНКТ на поверхность при проведении многотоннажных МГРП

- 42** **К.А. Каримов**
Проведение селективных обработок (ГРП/КГРП/ОПЗ/РИР/СКО) с применением двухпакерных надувных многоразовых компоновок
- 44** Тезисы Международной конференции и выставки по колтюбингу и внутрискважинным работам SPE/ICoTA (часть 2)
- 44** Секция 5. Обмен знаниями на стендах I
- 45** Секция 6. Обмен знаниями на стендах II
- 46** Секция 7. Материалы и прочность
- 50** Секция 8. Решения для внутрискважинных работ
- 56** Секция 9. Внутрискважинные работы на шельфе и в глубоководных скважинах

- 59** Секция 10. Операции по повышению нефтеотдачи и заводнению

ПРАКТИКА

- 62** Инженерная поддержка ГРП решает вопросы повышения качества прогнозирования, проектирования и исполнения работ (Беседа с **М.И. Самойловым**, начальником отдела инженерной поддержки ГРП, РН-ЦЭПиТР (Тюмень))

ОБОРУДОВАНИЕ

- 70** **Фарход Хамидов**
Повышение операционной эффективности капитального ремонта скважин и бурения на ГНКТс помощью винтовых забойных двигателей с силовой секцией Evenwall™ и циркуляционного переводника PBL

КОЛОНКА ЧЛЕНА РЕДАКЦИОННОГО СОВЕТА

- 76** **Ю.А. Балакиров**
Возраст не помеха

НЕФТЕПРОМЫСЛОВАЯ ХИМИЯ

- 80** Подборка тезисов подготовлена на основе материалов V Международной научно-практической конференции (XIII Всероссийской научно-практической конференции) «Нефтепромысловая химия»

- 94** Конференции и выставки

PROSPECTS

- 6** Towards the 19th International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference
- 8** Coiled Tubing from Different Parts of the World
(The round table of authoritative representatives of companies – leaders in the production of coiled tubing)
- 20** FIDMASH Offers New Solutions To Work More Efficiently
(Interview with **A. Linevich**, Deputy Director General for Technical Issues of FIDMASH)
- 28** Section ICoTA-Russia in the Technical Program MIOGE-2018

TECHNOLOGIES

- 36** **V.A. Mashorin, I.A. Sahipova, E.A. Ufimtsev, K.V. Burdin, M.A. Demkovich, K.A. Starodubtseva**
First Successful Heavy-Tonnage Fracturing with CT Inside the Well in Russia
- 44** SPE/ICoTA Coiled Tubing & Well Intervention Conference & Exhibition 2018 Abstracts (Part 2)
- 44** Session 5. Knowledge Sharing ePoster I

- 45** Session 6. Knowledge Sharing ePoster II
- 46** Session 7. Materials and Integrity
- 51** Session 8. Well Intervention Solutions
- 55** Session 9. Offshore and Subsea Well Intervention Operations
- 58** Session 10. Stimulation and Conformance Operations

PRACTICE

- 62** Engineering Support of the Hydraulic Fracturing Solves the Problems of Improving the Quality of Forecasting, Design and Execution of Works
(Interview with **M. Samoilov**, Head of the Engineering Support Department of the Hydraulic Processing Station, RN-TSEPiTR (Tyumen))

EQUIPMENT

- 70** **Farhod Hamidov**
Sound Practices in Improving Operational Efficiencies Utilizing Motors with Evenwall™ Power Section Technology and PBL Bypass Systems in CTD and Workover Applications



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

При поддержке Министерства энергетики РФ



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

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

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

Официальная поддержка: Министерство энергетики Российской Федерации.

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

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

Их тематика:

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

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

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

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

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

Supported by the Ministry of Energy of the Russian Federation

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

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

Topics of the sessions:

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

November 8. Welcome Reception.

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

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

Working languages are either Russian or English.

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

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

При поддержке Министерства энергетики РФ



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

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

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

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

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

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

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

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

Информация о спонсорских возможностях высылается по запросу.

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

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

Simultaneous interpretation will be provided.

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

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

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

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

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

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

Information about Sponsorship Packages is available upon request.

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

We look forward to meeting you!
Organizing Committee

Гибкие насосно-компрессорные трубы из разных частей света

Coiled Tubing from Different Parts of the World

Редакция журнала «Время колтюбинга. Время ГРП» представляет вниманию читателей круглый стол авторитетных представителей компаний – лидеров в производстве гибких насосно-компрессорных труб.

В обсуждении принимают участие:

Дэн ДЭННИС, президент NOV Quality Tubing;

Руслан САЛДЕЕВ, директор по продажам, ESTM;

Мартин УРКОЛА, вице-президент компании Tenaris по ГНКТ;

Павел ЕГОРОВ, д. т. н., генеральный директор по России и странам СНГ компании SHINDA, и **Лин Юэ ЦИН**, генеральный директор компании SHINDA.

Охарактеризуйте, пожалуйста, линейку продукции Вашей компании.

Дэн Дэннис, NOV Quality Tubing. NOV является мировым лидером среди производителей ГНКТ. Наши ГНКТ Quality Tubing™ используются в основном для внутрискважинных работ и работ по стимуляции скважин. Иногда наши ГНКТ используются для таких нестандартных работ, как промывка трубопровода. Мы производим ГНКТ всех стандартных диаметров и групп прочности, предел прочности на растяжение составляет от 4700 атм до 9500 атм.

Руслан Салдеев, ESTM. Мы выпускаем ГНКТ размерами в диапазоне от 1,5 до 3,5 дюйма или от 38,1 до 89 мм со всеми толщинами стенок, группы прочности от 70 до 110. При наличии спроса на трубу меньшего диаметра мы, конечно, закупим комплекты валков для нашего прокатного стана и будем выпускать трубы 1 и 1,25 дюйма.

Павел Егоров и Лин Юэ Цин, SHINDA. Компания производит ГНКТ всей линейки диаметров и стандартных марок сталей по стандарту (CT70 – CT 110) API-5ST. Также компания производит ГНКТ по спецзаказам из

Editorial staff of the "Coiled tubing times" journal presents to the attention of readers a round table of authoritative representatives of companies – leaders in the production of coiled tubing.

Participants of the discussion:

Dan DENNIS, President, NOV Quality Tubing

Ruslan SALDEEV, Director of Sales, ESTM LLC

Martin URCOLA, Vice President of Coiled Tubes, Tenaris

Dr. Pavel EGOROV, General Manager Russia and CIS countries SHINDA and **Lin Yue QING**, General Manager SHINDA.

Describe, please, the product line of your company.

Dan Dennis, NOV Quality Tubing. NOV is the world leader in the manufacturing of coiled tubing. Our Quality Tubing™ coiled tubing products are primarily used for well intervention and stimulation activities, but occasionally for some exotic work like pipeline cleaning. We manufacture all standard coiled tubing sizes and grades that have minimum yield strengths from 70,000 to 140,000 psi.

Ruslan Saldeev, ESTM. We make coiled tubing ranging from 1 1/2" to 3 1/2" (38.1 to 89.0 mm), of various wall thicknesses, and Grade 70 to 110. Should our customers demand smaller size CT, we will definitely purchase mill roll sets to manufacture 1" and 1 1/4" tube.

Martin Urcola, Tenaris. Tenaris is a leading global manufacturer and supplier of steel pipe products serving oil and gas markets and certain other industrial applications. Among our complete line of products is the manufacturing of continuous coiled tubing. We produce conventional and revolutionary game changer BlueCoil® coiled tubing in a range of grades and sizes for onshore and offshore drilling environments. From standard well-workover and hang-off strings to logging,

специальных сталей и сплавов (нержавеющие стали (316L, 825, 625, 2205, 2507), титан и ряд других специальных сплавов для специальных применений). Компания производит капиллярные непрерывные трубки из нержавеющей стали до 15 000 метров длиной в зависимости от диаметра. Поскольку головное предприятие Группы компаний «Хуатонг» производит кабельную продукцию широкого спектра, то компания SHINDA производит ГНКТ с геофизическим кабелем и шлангокабели.

Мартин Уркола, Tenaris. Tenaris – ведущий мировой производитель и поставщик стальных труб для нефтесервисного рынка и других промышленных областей. Одной из наших производственных линеек является производство гибких насосно-компрессорных труб. Наша компания производит стандартные ГНКТ и инновационные ГНКТ типа BlueCoil с различными группами прочности и диаметрами для проектов на суше и на шельфе. Tenaris производит ГНКТ для самых сложных условий: от стандартных ГНКТ для операций по ремонту и освоению скважин до ГНКТ для геофизических исследований, бурения, ГНКТ с установленным геофизическим кабелем, капиллярных труб, концентрических ГНКТ, ГНКТ с трехслойным покрытием, ГНКТ из нержавеющей стали. В 2015 году Tenaris представил новую продуктовую линейку – ГНКТ, произведенную по технологии BlueCoil® с однородной микроструктурой и высоким сопротивлением к износу. Данные показатели были получены благодаря высокотехнологичному процессу собственного производства и высокопрочной стали.

Какие новые виды продукции выведены компанией на рынок в последние три года? Для каких работ предназначена эта продукция?

Дэн Дэннис, NOV Quality Tubing. Наш последний продукт – ГНКТ с группой прочности QT-1400, которая является наивысшей группой прочности, доступной на текущий момент в мире. Изначально данная ГНКТ и предыдущая ГНКТ группы прочности QT-1300 были разработаны для применения в глубоководных скважинах, где высокая группа прочности необходима для подъема трубы на поверхность. На текущий момент ГНКТ группы прочности QT-1400 была также успешно испытана на суше при высоких циркуляционных давлениях (внутри ГНКТ). Повышенная группа прочности обеспечивает увеличение срока эксплуатации трубы по сравнению с ГНКТ других групп прочности. Другим преимуществом является возможность изменения конструкции трубы: в разностенной трубе возможно использование более широкого диапазона толщин стенки, что дает преимущество в горизонтальных скважинах. ►



Дэн Дэннис
Dan Dennis

drilling and special application strings with factory installed wire-line, capillary tubes, concentric strings, three-layer coating and stainless steel strings, Tenaris designs and manufactures coiled tubing for the most challenging applications. Tenaris introduced in 2015 a new coiled tubing product line, BlueCoil® Technology, that offers customers a string that performs consistently, has a uniform microstructure and

a high resistance to fatigue achieved through the company's proprietary manufacturing process and steel.

Dr. Pavel Egorov and Lin Yue Qing, SHINDA. Coiled tubing of the entire range of diameters and standard grades of steel according to the standard (CT70 – CT 110) API-5ST. The company also produces coiled tubing on special orders from special steels and alloys (stainless steels (316L, 825, 625, 2205, 2507), titanium and a number of other special alloys for special applications). The company produces capillary tubing in stainless steel up to 15,000 meters in length, depending on the diameter. Since the main enterprise of the Huatong Group of companies produces a wide range of cable products, the company SHINDA produces coiled tubing with a geophysical cable and umbilical cables.

What new products have the company brought to the market in the past three years? For what works is this product intended?

Dan Dennis, NOV Quality Tubing. Our most recently commercialized product is our QT-1400 grade, the highest strength grade of coiled tubing commercially available in the world. It, and its predecessor, QT-1300, were originally developed for extremely deep offshore wells where high-strength levels are needed to pull the string out of the well. Today, QT-1400 has found success in onshore work, as well, with high circulating (through CT) pressures. The elevated strength level offers an increase in fatigue life relative to lighter-grade coiled tubing. Another benefit of the strength is versatility in design, as you can use a wider range of wall thicknesses in a tapered string with this strength, giving benefits in reach in horizontal wells. ►

В следующие 12 месяцев мы планируем выпустить ряд новых, еще более впечатляющих продуктов, поэтому будьте начеку!

Руслан Салдеев, ESTM. За последние три года? (Смеется.) Мы вообще-то открылись всего полгода назад. Для нас все виды продукции новые. Главное для нас было, чтобы вся нами выпускаемая продукция изначально была высокого качества, чтобы никаких нареканий и отрицательных отзывов не было. Поэтому сразу, с первого дня, требования по качеству выпускаемой продукции были подняты на максимальный уровень. Ну а если говорить об области применения наших труб, то мы очень рады, что в целом в нашей стране идет планомерное развитие технологии ГНКТ. Появляется все больше технологий, которые используют колтюбинг для более сложных работ, на кислотоструйном бурении, на зарезке боковых стволов, на проведении комплексов ГИС в горизонтальных скважинах, на многостадийных ГРП. С нашей стороны мы готовы удовлетворить любой спрос на колтюбинг диаметром 2, 2-3/8, 2-5/8 и даже 3-1/2 дюйма. Я лично, проработав в Саудовской Аравии в общей сложности почти 9 лет, видел своими глазами колтюбинг диаметром 3,5 дюйма только один раз (смеется.) Он там использовался в качестве лифтовой колонны при спуске на нем ЭЦН на высокодебитной нефтяной скважине. Там такая труба так же редка, как труба 1,5 дюйма, наша самая популярная труба 38,1 мм. В Саудовской Аравии она используется практически только на офшорных проектах из-за маленького веса и ограничения в грузоподъемности платформенного крана. Самые популярные размеры в «Сауди Арамко» – это 2 и 2-3/8 дюйма, т.е. есть 50 и 60 мм. Мы постепенно идем к тому же, правда, всегда есть ограничения ранее спущенного подземного оборудования и проходных сечений НКТ.

Мартин Уркола, Tenaris. Уникальная технология производства ГНКТ BlueCoil® предназначена для улучшения рабочих характеристик ГНКТ, а также повышения качества и надежности ГНКТ при эксплуатации. Данная технология повышает эксплуатационные характеристики и надежность ГНКТ, что позволит в будущем проводить работы в сложных условиях. Технология BlueCoil® основана на собственной методике проектирования стальных конструкций и собственном процессе производства, который благодаря новой структуре материала позволяет производить ГНКТ с повышенной прочностью, стойкостью к износу и внешним воздействиям.



Руслан Салдеев
Ruslan Saldeev

We have several more exciting new products set to launch over the next 12 months, so be on the lookout!

Ruslan Saldeev, ESTM. The last three years? (laughs) We opened just half a year ago, which means all the products are new for us. It has been our top priority from the very start to make products of the highest quality, and to ensure zero complaints and zero negative reviews

from our customers. Thus, we have worked hard to implement the highest QA & QC standards. As for the range of CT applications, what we see today in this country is the balanced development and progress of coiled tubing technologies. There is an abundance of technologies emerging with coiled tubing being used for ever more complicated jobs, such as acid jet drilling, multizone hydraulic fracturing, in horizontal laterals – both drilling and well logging, etc. And the new CT plant can meet the demand for larger tubes including 2", 2-3/8", 2-5/8" and even 3-1/2" OD. Having worked in Saudi

Arabia for almost nine years, I only saw a 3-1/2 inch just once. It was used to run an ESP in a high-rate oil well. Over there, large diameter tubes are probably as rare as 1-1/2" (38.1 mm). While the latter is the most common CT size in Russia at the moment, it is hardly ever used in Saudi Arabia – primarily, in offshore projects due to its small weight and limited crane capacity. At Saudi Aramco, for instance, the most common CT sizes would be 2 and 2-3/8 inch, namely 50 and 60 mm. There is a tendency in Russia towards using larger CT with certain limitations imposed by the previously installed downhole tools and the tubing ID.

Martin Urcola, Tenaris. Tenaris' BlueCoil® Technology is a unique technology

designed to expand the capabilities of coiled tubing and raise the operational quality and performance to the next level. It is also a technology platform for

Появляется все больше технологий, которые используют колтюбинг для более сложных работ, на кислотоструйном бурении, на зарезке боковых стволов, на проведении комплексов ГИС в горизонтальных скважинах, на многостадийных ГРП.

There is an abundance of technologies emerging with coiled tubing being used for ever more complicated jobs, such as acid jet drilling, multizone hydraulic fracturing, in horizontal laterals – both drilling and well logging, etc.

Термически обработанный материал обеспечивает срок службы, который превышает срок службы стандартной ГНКТ в 2–5 раз. Также данный материал более устойчив к механическим повреждениям и воздействиям сероводородной среды.

Технология BlueCoil® используется в основном для внутрискважинных работ в следующих условиях: нетрадиционные сланцевые месторождения, скважины с высоким давлением и высоким содержанием сероводорода. По сравнению со стандартными ГНКТ, технология BlueCoil® предоставляет более надежные трубы, износ которых поддается более точной оценке.

Первые ГНКТ по данной технологии были выпущены компанией Tenaris в 2015 году. С тех пор общая длина СПО с данными ГНКТ составляет более 6 тысяч километров, при этом 60% труб до сих пор в эксплуатации.

Павел Егоров и Лин Юэ Цин, SHINDA.

Компания SHINDA фактически вышла на рынок чуть больше трех лет назад, и за это время мы организовали производство ГНКТ с применением лазерной сварки, капиллярных трубок – также с использованием технологии лазерной сварки, кроме того, мы запустили несколько видов шлангокабелей с различной компоновкой и задачами. Все, что связано со шлангокабелями, предназначено для морских платформ, и в этом направлении мы планируем активно развиваться.

Каковы основные конкурентные преимущества Вашей компании? Какие производственные факторы влияют на качество выпускаемой продукции?

Дэн Дэннис, NOV Quality Tubing. Одним из наших конкурентных преимуществ является опыт, который не может быть переоценен. Мы производим ГНКТ более 40 лет, мы разработали множество передовых технологий отрасли, мы предоставляем наши продукты и услуги заказчикам в любой точке земного шара. Наш опыт дает нам уникальное право предлагать свои компетенции по любому запросу заказчика. Еще одним преимуществом является принадлежность компании к группе NOV. Возможность предоставлять решения под ключ с помощью группы таких брендов, как «ФИДМАШ», Texas Oil Tools, Elmar, Anson, Mission, CTES и многих других, позволяет нам быть не просто поставщиком, а партнером заказчика. Ни одна другая компания в мире не может предложить такой же полный спектр высококачественных продуктов.

На качество конечного продукта влияет качество сырьевого материала и экспертный уровень сотрудников. Некачественное сырье – некачественный конечный продукт. Поэтому наши поставщики сырья проходят тщательную квалификацию, а наши сотрудники производственного отдела проходят обучение и

extending coiled tubing capabilities and reliability to meet future extreme operational demands. BlueCoil® technology is based on proprietary steel designs and manufacturing processes to produce coiled tubing that is stronger and more fatigue and environmentally resistant throughout its structure. The heat-treated product has two to five times extended usage fatigue life than conventional coiled tubing, and it is also more resistant to mechanical damage and sour service environments.

BlueCoil® Technology is primarily used for downhole operations – unconventional shales, high-pressure applications, sour service jobs and is a more reliable and predictable coiled tubing compared to conventional strings.

Tenaris launched the product in 2015 and it has since achieved over 200 million total running feet in field operations with more than 60 percent of BlueCoil® technology strings still operational.

Dr. Pavel Egorov and Lin Yue Qing, SHINDA.

The company SHINDA actually entered the market just over three years ago, and during this time we organized the production of coiled tubing using laser welding, capillary tubing – also using laser welding technology, and we also launched several types of umbilical tubing with different layouts and tasks. Everything related to umbilical tubing is intended for offshore platforms, and we are planning to actively develop in this direction.

What are the main competitive advantages of your company? What production factors affect the quality of products?

Dan Dennis, NOV Quality Tubing. One of our main competitive advantages is one that can't be overstated, our experience. We've been manufacturing coiled tubing for over 40 years, have developed many of the industries best practices and technologies, and have delivered our products and services to customers in every corner of the world. Our experience makes us uniquely qualified to offer expertise in almost any scenario a customer puts forward. Another key advantage is being a part of the NOV family. Being able to offer turnkey, packaged solutions with our family of industry-leading brands such as FIDMASH, Texas Oil Tools, Elmar, Anson, Mission, CTES, and many others allows us to be part of our customer's business, and not just a supplier. No other company in the world can offer the full range of highest quality products that NOV can.

The biggest factors affecting the quality of our finished product is the quality of raw material and our people. If you have a poor input, you should expect to have a poor output. Therefore, our raw material suppliers are rigorously and continuously qualified and our team of manufacturing professionals is trained and tested repeatedly to ensure consistently high-quality products go to our customers.

регулярную проверку знаний, чтобы обеспечить поставку высококачественного продукта нашим заказчикам.

Руслан Салдеев, ESTM. Основные конкурентные факторы нашей компании – это в первую очередь местонахождение. Мы построили свой завод в Подмоскowie, в Тульской области, в непосредственной близости от магистралей М2 и М4, рядом с железнодорожной станцией «Узловая». При наличии штрипса необходимой ширины и толщины стенки, а мы стараемся всегда иметь запас стали, мы готовы изготовить заказанную трубу в течение 3–4 дней и немедленно отправить ее заказчику. Еще через 4–5 дней катушка с койлом будет на месторождении или на производственной базе. И это будет свежизготовленная катушка, а не та, что стояла на складе готовой продукции несколько месяцев, ожидая своего покупателя, обдуваемая всеми ветрами. Еще одно важное преимущество – это, конечно, высококачественная французская сталь. Мы постоянно работаем с российским производителем стали, чтобы добиться приемлемого качества, и верим, что добьемся этого, а пока этого не произошло, будем использовать для наших заказчиков продукцию французских сталеваров. Третьим очень важным фактором, влияющим на качество продукции, я назову соблюдение технологии производства и контроль на каждой стадии, строжайший контроль. В этом плане мы стремимся соблюдать и превосходить требования стандарта API 5ST, лаборатория у нас оборудована на самом высоком уровне, и квалификация сотрудников также не вызывает никаких вопросов или нареканий.

Мартин Уркола, Tenaris. Компания Tenaris направлена на долгосрочное развитие и разработку передовых технологий, которые отвечают самым высоким стандартам в области охраны труда, промышленной безопасности и охраны окружающей среды. Для улучшения качества обслуживания заказчиков компания реализует такие инновационные продукты, как ГНКТ, произведенные по технологии BlueCoil®, а также такие услуги, как поставка труб по системе Rig Direct®.

Являясь первым в мире производителем ГНКТ, сертифицированным по стандарту API 5ST, компания Tenaris устанавливает новые стандарты производства и испытаний ГНКТ. Мы эффективно используем глобальную систему контроля качества для того, чтобы гарантировать, что каждый этап производства – от подбора сырья до испытания на качество – отвечает стандартам отрасли и позволяет повысить производительность ГНКТ на месторождении.

Стабильная производительность ГНКТ BlueCoil® позволила нашим заказчикам значительно повысить срок эксплуатации трубы. Доверие наших заказчиков к новой технологии позволило



Павел Егоров
Pavel Egorov

Ruslan Saldeev, ESTM. The first advantage to be mentioned is the location. We built the plant in the vicinity of Moscow, namely in Tula Region, just off the M2 and M4 motorways, and close to Uzlovaya railway station. Provided we have the strip of the required width and wall thickness available, and we are working with our steel suppliers

to make sure we have the inventory always on stock, a tube can be manufactured within three to four days, and then shipped to the customer immediately. It will take another four to five days to get the coil to the field or to the operation site. It is going to be a newly made coil that has left the mill only recently, not the one to have been stored for months nicely exposed to the elements while waiting for its would-be customer.

Yet another advantage is the high quality steel of French manufacture that we use. Despite numerous attempts to achieve the desired quality of steel from a Russian steelmaker, there is still much room for development. We have not given up, but what we offer to our clients today are the products of French steelmaking industry.

The third factor to be named as a key to ensuring the high quality of the final product is the production technology and stringent quality control implemented at each stage of the manufacturing process. We aim at meeting and exceeding the API 5ST standards with the ESTM lab being fully equipped, and our experts being qualified and highly experienced.

Martin Urcola, Tenaris. Tenaris is a company with a long-term vision and a commitment to industrial excellence meeting the highest safety, quality, health and environment standards. It delivers value through innovative products, such as the development of BlueCoil® Technology, and service solutions, such as its new model of pipe supply known as Rig Direct®, to better serve customers.

As the first API 5ST certified coiled tubing manufacturer, worldwide, Tenaris set the standard for the manufacturing and testing of coiled tubing. We leverage our global quality management system to ensure our products at all our facilities – from the selection of the raw material through each stage of the manufacturing process and quality testing – meet industry standards and optimize

достичь рекордных 670 км общей длины СПО по фрезерованию пробок при 99%-м износе трубы в условиях высокого давления, где стандартная ГНКТ позволила бы достичь только 150 км общей длины СПО. Данное преимущество позволило заказчикам сократить затраты и увеличить прибыль, что сделало технологию BlueCoil® лучшей на рынке. Основными факторами сокращения затрат для заказчиков стали время и стоимость замены ГНКТ, а также более длительный срок эксплуатации.

Исходный сырьевой материал для производства ГНКТ может негативно влиять на качество трубы, поэтому в компании Tenaris инспекция и подбор сырья осуществляется в полном соответствии с самыми высокими стандартами качества. Для обеспечения соответствия всей длины каждой трубы техническим условиям в компании реализовано несколько производственных процессов, несмотря на то что качество трубы может быть проверено только с помощью разрушающих испытаний образцов с каждого конца трубы. Все производственные процессы точно определены и проверены с помощью системы контроля качества, которая включает в себя следующие этапы: подбор и закупка стали, испытание и инспекция стали на каждом этапе производства – от подбора полосовой стали исходя из механических характеристик и химического состава до вальцовки труб, неразрушающих и гидростатических испытаний и финальной оценки производственных процессов, конечного продукта и сертификации перед отправкой заказчику.

Павел Егоров и Лин Юэ Цин, SHINDA.

Первое конкурентное преимущество – это способ производства нашей трубы. Мы используем лазерную сварку при производстве трубы, что позволяет уменьшить до минимума высоту сварочного шва, иметь минимальные изменения металла в месте сварки, что значительно увеличивает физико-технические параметры всей трубы. Также это позволяет в кратчайшие сроки переналаживать производственную линию на различные материалы, в том числе на специальные стали и нержавеющие материалы.

Второе наше преимущество относится к возможности организации выпуска сложной продукции на основе ГНКТ, например труба с запасованным кабелем или трубками управления и/или шлангокабели. Все, что используется в производстве данных видов продукции, производится в группе компаний «Хуатонг» на одной производственной площадке, что дает дополнительную гарантию качества и позволяет оперативно выполнять техническое задание заказчика. Также в компании работает научно-исследовательский центр, с участием академиков Китайской академии наук, докторов и кандидатов наук.



performance in the field.

The consistency in performance from BlueCoil® lets our customers push fatigue limits further than ever before. As a result of our customers trusting the new technology, they have been able to achieve feats as remarkable as the record of 2.2 million running feet at 99% fatigue in high pressure plug milling operations, where conventional tubing

would have lasted less than 500k running feet. This advantage allow our customers to reduce costs and increase EBITDA making BlueCoil® the best value in the market. Main cost reduction factors for our customers are related to the time and money they spend to change Coiled Tubing strings, as well as the substantial longer life.

Raw material can affect the quality of products if not inspected and selected with the highest quality standards, therefore we have in place many engineering and manufacturing processes that ensure that the entire length of each coiled tubing string meets engineering specifications, even though it is only possible to destructively test samples from each end of the tube. All of these processes are defined, controlled and audited within an overall quality management system, which begins with the specification and procurement of the steel which is subsequently tested and inspected through each stage of production, from steel strip selection based on mechanical properties and chemical composition to milling, non-destructive and hydrostatic testing to the final review of the manufacturing steps and results and certification before shipment of the coiled tubing.

Dr. Pavel Egorov and Lin Yue Qing, SHINDA.

The first competitive advantage is the way we produce our coiled tubing. We use laser welding in the production of CTs, which allows us to minimize the height of the weld, have minimal changes in the metal at the welding site, which significantly increases the physical and technical parameters of the entire tubing. Also it allows in the shortest possible time to re-line the production line for various materials including special steels and stainless materials.

Our second advantage relates to the possibility of organizing the production of complex products based on coiled tubing, for example, a tube with a stocked cable or control tubes and / or umbilical

Третье: компания имеет оснащенную всем современным оборудованием лабораторию качества и проводит исследования и проверку как входной продукции, так и всех операций в процессе производства, и жестко контролирует всю выходную продукцию. Сегодня мы проверяем 100% входящего на завод штрипса на соответствие нашим требованиям и сертификатом. Наша материнская компания является экспертом в области кабелей, мы можем комбинировать кабель и колонну насосно-компрессорных труб лучше, чем кто-либо другой.

Каковы основные принципы компании в работе с заказчиками?

Дэн Дэннис, NOV Quality Tubing. Основной принцип нашей работы с заказчиками заключается в предоставлении оптимального решения. Речь идет не о самом дорогом или сложном техническом решении, а о таком решении, которое даст наибольший экономический эффект от инвестиций. Это достигается посредством тесного сотрудничества с заказчиками на всех этапах процесса покупки ГНКТ: от проектирования правильной конструкции трубы исходя из данных по рабочим условиям и предложения сервиса в регионе проведения работ до проведения анализа использованной ГНКТ после работы. Только путем предоставления полного цикла поддержки мы можем стать партнерами заказчика. Успех наших заказчиков – это наш успех.

Руслан Салдеев, ESTM. Мы очень молодая компания, открывшаяся всего полгода назад. Поэтому мы понимаем, что это совершенно естественная реакция со стороны покупателей: присматриваться и настороженно относиться к новому производителю. Поэтому мы всячески убеждаем потребителей колтюбинга в России и за рубежом попробовать взять одну-две наших трубы «на пробу», на испытание, поделиться с нами результатами, дать обратную связь. При этом мы, конечно, предлагаем различные варианты оплаты: рассрочка на 2–4 месяца, оплата по результатам опытно-промышленных работ и др. Мы пришли на рынок колтюбинга всерьез и надолго, поэтому мы готовы пойти навстречу сомневающимся заказчикам, чтобы развеять все их сомнения и убедить их в высоком качестве и надежности нашей продукции.

Мартин Уркола, Tenaris. Наша миссия – удовлетворять потребности заказчиков посредством разработки новых продуктов, а также передовых технологий производства и поставки ГНКТ. Наша цель – это минимизация рисков и затрат заказчиков, предоставление широких возможностей и сокращение сроков внедрения новых технологий через уникальные



cables. All that is used in the production of these types of products is produced in the group of Huatong companies on one production site, which gives an additional quality guarantee and allows the customer's technical task to be fulfilled promptly. Also, the company has a research center, with the participation of academicians of the Chinese Academy of Sciences, doctors

and candidates of science.

Third: the company has a quality laboratory provided with all modern equipment and conducts research and verification of both input products and all operations in the production process and tightly controls all output. Today we check 100% of the incoming strip for compliance with our requirements and the certificate.

Our mother company is cable expert, we can combine the cable and tubing string better than anyone else.

What are the main principles of the company in working with customers?

Dan Dennis, NOV Quality Tubing. Our philosophy with working with our customers is to provide them with the optimized solution. Not the most expensive or complex solution, but the one that will give them the best ROI on their CT investment. We accomplish this by working closely with our customers through all aspects of the string purchase cycle; from designing the right string based on their work and operating conditions, offering local inventory and service solutions, to providing post-job analysis on used tubing. Only by offering the full cradle-to-grave level of support can we truly do our part to help our customers. When our customers succeed, we succeed.

Ruslan Saldeev, ESTM. As a new company that opened half a year ago, we are fully aware of the cautious attitude of customers who keep a wary eye of a new manufacturer. Therefore, my main task at the moment is to persuade service companies in Russia and abroad to 'trial' one or two of our tubes and to verify its high quality, to test it, and to give us feedback. Besides, we offer a variety of payment terms – for instance, a 2–4 month installment payment plan, performance payment and other customer-friendly options. Now that we have

технические решения, такие как технология BlueCoil®. Наши сотрудники по всему миру следуют курсу на повышение эффективности производства через обмен знаниями внутри одной международной компании.

Павел Егоров и Лин Юуэ Цин, SHINDA. Основной принцип работы – это построение партнерских отношений с потенциальным заказчиком. Мы любим и ценим работу с партнерами, и в процессе работы мы стараемся создавать взаимовыгодную и доверительную атмосферу. Большую часть нашей жизни мы проводим на работе, и хочется, чтобы эта большая часть жизни проходила без стрессов и потрясений!!! Мы тесно сотрудничаем с нашими клиентами. У вас есть идея. У нас есть решение.

Если это не коммерческая тайна, поделитесь статистическими данными по использованию ГНКТ производства Вашей компании.

Руслан Салдеев, ESTM. Тайны тут никакой нет, но и статистики тоже нет никакой, потому что мы на рынке совсем недавно, соответственно, пока еще данных не успело накопиться. Могу сказать только, что отрицательных отзывов пока не было, ну а полностью отработать на свой ресурс еще ни одна труба не успела.

Мартин Уркола, Tenaris. Компания Tenaris поставила более 20 000 стандартных ГНКТ для внутрискважинных работ.

Также компания произвела более 500 ГНКТ по технологии BlueCoil® начиная с 2015 года, когда эта технология была впервые представлена. Более 50 компаний использовали термически обработанные ГНКТ повышенного износа для внутрискважинных работ.

Начиная с 1997 года компания произвела более 1700 км ГНКТ для применения на шельфовых проектах.

Павел Егоров и Лин Юуэ Цин, SHINDA. Мы не так давно на рынке России, но мы с оптимизмом смотрим в будущее. Мы продали 850 км ГНКТ (включая шлангокабели) с начала года до конца июля 2018 года.

Какова политика компании на российском рынке?

Дэн Дэннис, NOV Quality Tubing. Мы понимаем, что российский рынок ГНКТ является наиболее быстро растущим в мире, поэтому для нас очень важно проявлять активность на этом рынке. Группа компаний NOV вкладывает большие ресурсы в расширение присутствия компании в России, поэтому на текущий момент мы нанимаем сотни новых сотрудников в Санкт-

entered the CT manufacturing market, we are in for the long haul, which implies we are eager to meet our customers' needs, to dispel their doubts and prove the high quality, durability and reliability of our products.

Martin Urcola, Tenaris. Our mission is to deliver value to our customers through product development, manufacturing excellence and supply chain management. We seek to minimize risk for our customers and help them reduce costs, increase flexibility and improve time-to-market by providing unique solutions such as BlueCoil® Technology. Our employees around the world are committed to continuous improvement by sharing knowledge across a single global organization.

Российский рынок ГНКТ является наиболее быстро растущим в мире.

Russia is one of, if not the, fastest growing coiled tubing market in the world.

Dr. Pavel Egorov and Lin Yue Qing, SHINDA. The main principle of work is the building of partnership relations with a potential customer. We love and value work with partners and in the process of work we try to create a

mutually beneficial and trustful atmosphere. Most of our lives we spend at work and want that most of life passed without stress and shock!!! We work closely with our customers – you have idea, we have solution.

If this is not a commercial secret, please share statistical data on CT use of your company's production.

Ruslan Saldeev, ESTM. There is no trade secret, but not much statistics yet either. Though we are just starting to collect the database, so far there have been no negative responses. But none of the tubes has exhausted its fatigue life.

Martin Urcola, Tenaris. Tenaris has shipped over 20,000 thousand conventional coiled tubing strings for downhole operations.

The company has also deployed more than 500 BlueCoil® technology strings since it was introduced in 2015, with more than 50 companies having applied the heat-treated, high fatigue-resistant technology in their operations.

Since 1997, more than 1,700 km of coiled line pipes have been produced for use in offshore fields.

Dr. Pavel Egorov and Lin Yue Qing, SHINDA. We came to the Russian market not a long time ago, but we are optimistic about the future. We sold 850 km of coiled tubing (including umbilical) from the beginning of the year until the end of July 2018.

What is the company's policy on the Russian market?

Петербурге, Нижневартовске, Сахалине и других городах. Некоторые другие подразделения NOV также запустили производство в России. Подразделение Quality Tubing открыло в России несколько складских помещений для помощи сервисным компаниям, которые закупили ГНКТ крупными партиями. Также в наличии имеются готовые ГНКТ, которые подходят для условий российского рынка.

Разумеется, мы также инвестируем в то, чтобы все наши действия полностью соответствовали законодательству РФ, поэтому ведение деятельности компании проходит гладко и эффективно.

Руслан Салдеев, ESTM. Наша политика такова, что, по нашему мнению, используемая в Российской Федерации гибкая труба должна на 100% быть произведенной у нас в стране. Причем это должно быть сделано исключительно рыночными методами: сочетанием высокого качества и конкурентной цены. Мы уверены, что это реальная цель. Наш завод построен в Особой экономической зоне (ОЭЗ) «Узловая», это дает определенные экономические преимущества, логистически мы находимся в выигрыше перед нашими конкурентами и можем предложить хорошую цену потребителям. При этом мы готовы предоставить надежную трубу высочайшего качества. Так что политика наша – это, конечно, убедить российских колтюберов покупать трубу только у нас. Следующий этап – добиться качественной и предсказуемой стали от российского производителя штрипса и перейти на стопроцентное импортозамещение. Поверьте, мы работаем с ними над этим не покладая рук.

Мартин Уркола, Tenaris. Компания Tenaris производит высококачественные продукты для различных применений в нефтесервисной отрасли для заказчиков по всему миру. Такие продукты, как ГНКТ, произведенные по технологии BlueCoil® – ГНКТ с повышенной прочностью и износостойкостью – были успешно испытаны на месторождениях и зарекомендовали себя как надежные ГНКТ с повышенным сроком эксплуатации, которые предоставляют заказчикам экономически эффективное решение для оптимизации внутрискважинных работ.

Павел Егоров и Лин Юэ Цин, SHINDA. Создание в России складских запасов труб ходовых диаметров и длин, а также построение отношений и организация поставок для всех игроков рынка. Обеспечение клиентов качественной продукцией и строгое исполнение всех взятых обязательств.

Какие факторы способствуют, а какие препятствуют развитию колтюбинговых технологий в России?

Dan Dennis, NOV Quality Tubing. We understand Russia is one of, if not the, fastest growing coiled tubing market in the world, so it is crucial for us to be highly active in the Russian market. On a corporate level, NOV has dedicated significant resources to developing our local presence in Russia, as we currently employ hundreds across Russia, from St. Petersburg to Nizhnevartovsk to Sakhalin, and many places in between. Several other NOV divisions have opened manufacturing facilities here as well. Quality Tubing has invested in the region by establishing several stocking locations for service companies to relieve some of the financial burden of buying strings in bulk, and have access to readily-available string designs fit for the needs of the Russian CT industry.

Of course, we also have resources dedicated to making sure our business activities are fully-compliant with all relevant trade laws and regulations, which allows us to conduct business smoothly and efficiently.

Ruslan Saldeev, ESTM. The fundamental principle is quite simple – the tubes used in the Russian Federation should be 100% manufactured in this country. That said, only fair market instruments are to be employed, namely a combination of highest quality and competitive price. We do know it is realistic. The manufacturing facilities are located in Uzlovaya Special Economic Zone, which offers apparent economic advantages. In terms of logistics, we are several steps ahead of our competitors and thus can offer a handsome price. And the quality – it has always been and will be our top priority. Thus, our policy at this stage is to win over Russian CT users. The next step will be to get stable and predictable quality of steel from Russian strip manufacturers. We are at pains to achieve that in our endeavors towards import substitution.

Martin Urcola, Tenaris. Tenaris is committed to delivering value to its customers around the world through the manufacturing of high-quality products for a range of oil and gas service applications. Products like BlueCoil® Technology, a stronger coiled tubing string with a high resistance to fatigue, has been field tested and proven to perform reliably, consistently and with a significantly expanded lifespan, offering customers a cost efficient solution to optimize their operations.

Dr. Pavel Egorov and Lin Yue Qing, SHINDA. Creation of warehouse stocks in Russia of tubing of running diameters and lengths, and also construction of relations and the organization of deliveries for all players of the market. Provide right product to our customers, and stay with our commitment.

What factors contribute, and which impede the development of coiled tubing technologies in Russia?

Дэн Дэннис, NOV Quality Tubing. Наибольший вклад в развитие технологий привносит обмен знаниями и сотрудничество между производителями оборудования, сервисными компаниями и компаниями-операторами. Быстрому росту российского рынка ГНКТ способствуют разработка новых технологий и готовность решать задачи путем коллективных обсуждений, как это происходит на Международной конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы».

Основными сложностями российского рынка ГНКТ является логистика и построение инфраструктуры. С одной стороны, ведется разработка новых технологий для повышения эффективности работ. Но, с другой стороны, необходимо разрабатывать оборудование, которое способно выдерживать температуру до минус 50 градусов Цельсия, а также технологии для работы на удаленных месторождениях — эти проблемы являются уникальными для российского рынка.

Руслан Салдеев, ESTM. Я не вижу особых факторов, которые бы препятствовали развитию колтюбинга в России. Технология ГНКТ развивается прекрасно, постоянным поступательным движением вперед, эволюционирует последние 15 лет. В отличие от наших соседей по СНГ, операторы — владельцы месторождений в России несколько лет назад поняли, что не только западные нефтесервисные гиганты могут делать качественный колтюбинговый сервис. Благодаря этому фундаментальному событию на рынке появилось множество небольших нефтесервисных компаний, у многих из которых были 1–2 установки ГНКТ. И эти маленькие компании начали создавать серьезную конкуренцию западным гигантам. И вот уже многие из этих ранее небольших компаний нарастили свои мощности до десятков флотов колтюбинга. Конкуренция на рынке ГНКТ в России очень сильная, количество флотов сравнялось с количеством флотов на Аравийском полуострове и Ближнем Востоке, постоянно растет сложность предлагаемых сервисов при падении цены на них. Что, конечно, не может не радовать операторов, конечных пользователей услуг. Так что нет никаких препятствий в развитии ГНКТ в России, вижу впереди только зеленый свет!

Мартин Уркола, Tenaris. В число особенностей российского рынка входят узкие дороги и ограничения на провоз негабаритных грузов, что не позволяет использовать трубы большого диаметра и длины. Данные ограничения по

Dan Dennis, NOV Quality Tubing. One of the biggest contributing factors is the knowledge sharing and partnerships between the equipment manufacturers, service companies, and operators. The willingness of the Russian CT market to solve challenges through collective discussion, like we see in the annual International Coiled Tubing Technologies, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference, and development of new technologies will continue to facilitate the rapid growth of this market.

Logistics and infrastructure are always key concerns for the Russian market. Developing technologies to improve coiled tubing operations is one thing. Making equipment that can withstand

minus 50 degree temperatures and figuring out how to deploy these technologies in some of the most remote wellsites in the world are challenges unique to Russia.

Ruslan Saldeev, ESTM. There is not much I can say about the factors hindering the advancement of coiled tubing in Russia. The technologies are evolving in a steady and progressive fashion, and have been doing so for the last 15 years. Unlike some of our CIS neighbours, the owners and operators of oil and gas fields in

Быстрому росту российского рынка ГНКТ способствует разработка новых технологий и готовность решать задачи путем коллективных обсуждений, как это происходит на Международной конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы».

The willingness of the Russian CT market to solve challenges through collective discussion, like we see in the annual International Coiled Tubing Technologies, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference, and development of new technologies will continue to facilitate the rapid growth of this market.

Russia have learnt to trust local service companies to do CT jobs. They know well it is not only western giants that can provide oil and gas services of the highest quality. Thanks to this, small-scale oil service companies appeared, some of them just having one or two CT units. And what they did was provide tough competition to the western giants, which resulted in many of these small companies expanding their capacity to dozens of CT fleets. The competition on the Russian coiled tubing market is severe, the number of fleets is comparable to that in the Arabian Peninsula and Middle East against the background of the ever growing complexity of services and falling prices. It is good news for the operators as the end users of these services. Therefore, I do not see any obstacles to coiled tubing development in Russia, nothing but 'the green light'.

Martin Urcola, Tenaris. Challenges specific the Russian market include factors such as narrow road

провозу негабаритных грузов препятствуют развитию российского рынка колтюбинговых технологий, в котором имеются возможности для увеличения количества стадий ГРП, а, следовательно, и нефтеотдачи.

Павел Егоров и Лин Юэ Цин, SHINDA. Не будем останавливаться на позитивах и негативах для рынка: это все очень субъективно.

Какие технологии с использованием ГНКТ будут, по Вашему мнению, в тренде в этом регионе в ближайшем (3–5 лет) будущем?

Дэн Дэннис, NOV Quality Tubing. С точки зрения производителя ГНКТ мы ожидаем изменения в объеме работ и повышения сложности работ, которые потребуют применения ГНКТ большего диаметра, большей длины и с большей надежностью. Увеличение длины горизонтальных скважин приводит к необходимости использовать ГНКТ широкого назначения для достижения больших глубин. Рост спроса на такие сложные технологии заканчивания, как Plug&Perf, приводит к тому, что наиболее важным фактором при выборе ГНКТ будет являться надежность.

Руслан Салдеев, ESTM. Возлагаю большие надежды на колтюбинговые установки с большой грузоподъемностью для бурения с помощью ГНКТ. Это чрезвычайно эффективная технология, которая пока, к сожалению, слабо у нас развита. Надеюсь, что найдутся операторы, которые решатся опробовать ее у себя на месторождениях, убедятся в ее эффективности и начнут применять все больше и больше. Ну а мы готовы поставить ГНКТ диаметром 2-3/8 и 2-5/8 дюйма в любом требуемом количестве! (Смеется.) Спасибо вам за прекрасные вопросы и приятную беседу!

Мартин Уркола, Tenaris. Применение ГНКТ, произведенных по технологии BlueCoil®, позволит расширить возможности технологий многостадийного ГРП, фрезерования, промывок и освоения скважин.

Павел Егоров и Лин Юэ Цин, SHINDA. Мы полагаем, что основной тренд в технологиях ГНКТ – это переход от просто труб к усложненным системам типа шлангокабели, многоканальные гибкие трубы. Компания SHINDA ведет в этом направлении работу, в том числе в области патентного права. Также мы уверены, что в ближайшие пару лет газовые структуры начнут более активно применять трубные системы на основе ГНКТ.

Редакция журнала «Время колтюбинга. Время ГРП» выражает благодарность уважаемым респондентам за участие в круглом столе. ☺

conditions and the restriction of oversized cargo that prohibits the use of pipes of large diameter and in length. These constraints regarding transportation of oversized cargo limits the development of the local market, where there is room for growth to increase the number of stages of fracturing and in turn, the recovery of oil.

Dr. Pavel Egorov and Lin Yue Qing, SHINDA. Let's not dwell on pros and cons the market: it's all very subjective.

From your point of view, which CT technologies will, be in the trend in this region in the near (3–5 years) future?

Dan Dennis, NOV Quality Tubing. From the perspective of a coiled tubing manufacturer, we anticipate changes in the scope and complexity of coiled tubing operations that will require larger ODs, longer lengths, and increasingly reliable coiled tubing strings. As horizontal lengths increase, more versatile string designs will be needed to reach these depths. As plug and perf and other increasingly complicated completions become more popular, coiled tubing reliability will be a top concern for services companies.

Ruslan Saldeev, ESTM. I have high hopes for big capacity CTUs used in CT drilling. It is a technology that has proved efficient yet has not been applied widely in this country. But I am sure the time will come for operators to take the plunge and try it out at their fields to make sure that it works, that it is as efficient as expected, and then they will start to employ it more and more often. And at our end, we are ready to supply 2-3/8 and 2-5/8 inch coiled tubing in any amount. Thank you for the excellent questions and a most pleasant conversation!

Martin Urcola, Tenaris. There is potential to expand applications of coiled tubing technologies in multi-stage fracturing, milling, clean outs and nitrogen lift by using BlueCoil® Technology.

Dr. Pavel Egorov and Lin Yue Qing, SHINDA. We believe that the main trend in coiled tubing technology is the transition from simple tubes to sophisticated systems, such as umbilical tubing, multi-channel coiled tubing. The company SHINDA is working in this direction, including in the field of patent law. We are also confident that in the next couple of years the gas structures will begin to use tubing systems based on coiled tubing more actively.

Editorial staff of the "Coiled tubing times" journal expresses gratitude to respected respondents for participation in the round table. ☺



ESTM



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



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

«ФИДМАШ» предлагает новые решения, позволяющие работать более эффективно

FIDMASH Offers New Solutions To Work More Efficiently

На вопросы журнала «Время колтюбинга. Время ГРП» отвечает А.В. Линевич, заместитель генерального директора по техническим вопросам СЗАО «ФИДМАШ».

A. Linevich, Deputy Director General for Technical Issues of FIDMASH is answering our questions.

А.В. Линевич родился 19 ноября 1974 года в Минске. В 1997 году окончил Белорусскую государственную политехническую академию (БГПА) по специальности «автомобиле- и тракторостроение». Два года после распределения отработал в КБ-9 ОАО «Амкодор», где занимал должности от инженера-конструктора до инженера-конструктора II категории. Занимался разработкой городских автобусов и специальной дорожно-строительной техники. С 1999 года приступил к работе в проектах группы ФИД, сначала в СЗАО «Новинка», а затем (с 2001-го) в СЗАО «ФИДМАШ». За это время и по сегодняшний день прошел путь от инженера-конструктора I категории до заместителя генерального директора по техническим вопросам.



Alexander Linevich was born on November 19, 1974 in Minsk. In 1997 he graduated from the Belarusian State Polytechnic Academy with a degree in automobile and tractor engineering. Two years after the placement of graduates he worked in KB-9 "Amkodor", where he held positions from a design engineer to a design engineer of the 2nd category. He was engaged in the development of city buses and special road construction equipment. Since 1999, he started working in the projects of the FID group, first "Novinka" and then (since 2001) in FIDMASH. During this time and to this day has passed the way from the engineer of the designer of the 1st category to the deputy general director for technical issues.

«Время колтюбинга. Время ГРП»:
Александр Владимирович, на выпуске какого оборудования специализируется СЗАО «ФИДМАШ»? Какие виды продукции пользуются наибольшей популярностью у заказчиков?

Александр Линевич: СЗАО «ФИДМАШ» специализируется в первую очередь на выпуске колтюбингового оборудования, с которого мы и начинали свою деятельность. За долгие годы разработаны модификации различных тяговых классов и вариантов исполнения. В связи с тем что требуется оснащение колтюбинговых комплексов дополнительным оборудованием, мы освоили и предлагаем заказчику линейки азотных и насосных установок, а также другого вспомогательного оборудования. Еще одним крупным направлением нашей деятельности является производство комплексов оборудования для проведения ГРП. Нами освоены и предлагаются заказчику практически все основные виды оборудования, которое так же, как и колтюбинговые установки, может быть выполнено в различных вариантах. В связи с тем что трендом последнего времени является увеличение длин и диаметров используемых ГНКТ, наиболее востребованными являются колтюбинговые установки типа МК30Т-50, оснащенные инжекторами тягового класса 36 т, позволяющие работать с такими трубами.

Coiled Tubing Times: Alexander Vladimirovich, what kind of equipment does FIDMASH specialize in? What kinds of products are most popular among customers?

Alexander Linevich: FIDMASH specializes, first of all, in the production of coiled tubing equipment, with which we started our activity. For many years, modifications of various traction classes and designs have been developed. Due to the fact that it is required to supply the coiled

В связи с тем что трендом последнего времени является увеличение длин и диаметров используемых ГНКТ, наиболее востребованными являются колтюбинговые установки типа МК30Т-50, оснащенные инжекторами тягового класса 36 т, позволяющие работать с такими трубами.

Due to the fact that the trend of the last time is the increase in the lengths and diameters of coiled tubing, the most popular are coiled tubing units of the heavy class unit MK30T-50 type equipped with a 36t injector, which allow working with such coils.

tubing complexes with additional equipment, we have mastered and offer the customer a line of nitrogen and pumping units, as well as other auxiliary equipment. Another major area of our activity is the production of equipment for hydraulic fracturing. We have mastered and offered the customer almost all the main types of equipment, which, like coiled tubing units, can be made in different versions. Due to the fact that the trend of

БК: Как, по Вашему мнению, можно сформулировать формулу успеха и принципы устойчивости современного машиностроительного предприятия?

А.Л.: Мы все прекрасно знаем, что для успешного ведения бизнеса главное – не останавливаться на достигнутом. Это в одинаковой мере касается как наших клиентов, так и нас – компании, которая стремится максимально удовлетворять потребности рынка и предлагать новые решения, которые позволяют работать более эффективно.

БК: Расскажите, пожалуйста, о производственном цикле, выработанном на предприятии.

А.Л.: Производственный цикл на нашем предприятии основан на процессном подходе и реально действующей политике выпуска качественной продукции в согласованные с заказчиком сроки. Управление всеми этапами создания продукции, начиная от составления технического задания до выпуска готового изделия из цеха, сосредоточено в руках технического подразделения, что позволяет нам добиться максимальных результатов, планируя эффективную работу внутри одного подразделения. После того как готовое изделие покидает сборочный цех, оно передается в руки отдела сервиса, который осуществляет дальнейшее сопровождение продукции на всех последующих этапах жизненного цикла: гарантийного и постгарантийного обслуживания и ремонта, а также при необходимости капитального ремонта и модернизации. На всех этапах создания и эксплуатации продукции происходит тесное общение с потребителем с целью максимального удовлетворения его потребностей.

БК: Ваша карьера в течение длительного времени связана с СЗАО «ФИДМАШ». Вы принимали участие в создании большого количества продуктов предприятия, ныне хорошо известных пользователям. Какие «детища» особенно дороги лично Вам?



*Колтюбинговая установка МК30Т-50
CT unit MK30T-50*

the last time is the increase in the lengths and diameters of coiled tubing, the most popular are coiled tubing units of the heavy class unit MK30T-50 type equipped with a 36t injector, which allow working with such coils.

CTT: How can you formulate the formula for success and the principles of sustainability of a modern machine-building enterprise?

A.L.: We all know that the main thing for successful business is not to stop at what has been achieved. This applies equally to both our customers and us, a company that aspires to maximally meet the needs of the market and offer new solutions that allow it to work more efficiently.

CTT: Please tell us about the production cycle developed at the enterprise.

A.L.: The production cycle at our enterprise is based on the process approach and the really valid policy of producing quality products in accordance with the terms agreed with the customer. Management of all stages of product development, from the preparation of the technical assignment to the release of the finished product

На всех этапах создания и эксплуатации продукции происходит тесное общение с потребителем с целью максимального удовлетворения его потребностей.

At all stages of the creation and operation of products, there is a close communication with the consumer in order to maximize the satisfaction of his needs.

from the workshop, is concentrated in the hands of the technical department, which allows us to achieve maximum results by planning effective work within one department. After the finished product leaves the assembly shop it is transferred to the service department, which

carries out further product support at all subsequent stages of the life cycle: warranty and after-sales service and repair, as well as, if necessary, major repairs and upgrades. At all stages of the creation and operation of products, there is a close communication with the consumer in order to maximize the satisfaction of his needs.

CTT: Your career is connected with FIDMASH



*Колтюбинговая установка МК40Т
CT unit MK40T*

А.Л.: Да, действительно, моя карьера в СЗАО «ФИДМАШ» началась с момента образования предприятия, и с того времени по сегодняшний день мне довелось принимать участие с разной степенью вовлеченности практически во всех разработках СЗАО «ФИДМАШ». Все проекты были по-своему интересны, и поэтому выделить что-то довольно сложно. Но, возможно, я бы отметил проект создания бурового колтюбингового комплекса М40 в далеких уже 2002–2003 годах, когда еще не было достаточного опыта, но мы замахнулись на достаточно крупный и амбициозный проект. Возможно, на тот момент он несколько опережал время и поэтому не получил широкого распространения, и только сегодня, спустя уже пятнадцать лет, мы совместно с сервисными компаниями подходим к созданию и использованию установок тяжелого класса с применением длинных гибких труб диаметром от 50,8 мм и инжектором класса 45 тонн. Я имею в виду нашу новую установку МК40Т, которую мы планируем представить на ближайшей Потребительской конференции.

ВК: Прошлый номер нашего журнала (№ 2 (064), июнь 2018-го) познакомил читателей с сервисом «Фидмаш-Онлайн». Как цифровизация усиливает возможности оборудования?

А.Л.: Несомненно, одним из основных направлений развития в современных условиях является автоматизация процессов. По аналогии с легковыми автомобилями автоматические помощники позволяют оператору как облегчить работу, взяв на себя контроль за критическими параметрами и своевременно подсказывая о приближении к ним, так и в некоторых случаях выступать в качестве своеобразного «круиз-контроля», обеспечивая автоматическое поддержание и управление заданными процессами. Что, в свою очередь, положительно сказывается на качестве выполнения работ, их скорости и эффективности, а также снижает риски возникновения осложнений.

Сервис «Фидмаш-Онлайн» предоставляет пользователю возможность легкого и быстрого удаленного сбора различной информации для ее дальнейшего использования. Сервис постоянно совершенствуется и развивается. На его базе создаются новые возможности, которые также позволяют потребителю использовать нашу технику с большей эффективностью.

ВК: СЗАО «ФИДМАШ» выработало уникальную форму обратной связи с заказчиками – ежегодные Потребительские конференции, на которых, как правило, бывают представлены самые актуальные технические новшества. В этом году, как анонсировано, будет продемонстрирована колтюбинговая установка тяжелого класса

for a long time. You took part in the creation of a large number of products of the company, now well known to users. What "brainchild" is especially dear to you personally?

A.L.: Yes, indeed, my career in FIDMASH began with the formation of the company and from that time until now I have been able to participate, with varying degrees of involvement, in almost all of the developments of the FIDMASH. All projects were interesting in their own way, and therefore it is rather difficult to single out something. But, perhaps, I would have noted the project of creating a drilling coiled tubing complex M40 in the distant

2002–2003, when there was not enough experience yet, but we aimed at a fairly large and ambitious project. Perhaps at that time it was somewhat ahead of time and therefore was not widely spread, and only now, after fifteen years, together with service companies we are approaching the creation and use of heavy-class units using long CTs with a diameter of 50.8 mm and an injector class of 45 tons. I mean our new MK40T unit, which we plan to present at the next Consumer Conference.

Мы разработали и изготовим установку, которая сможет выполнять не только традиционные операции на колтюбинге, но еще и применяться при операциях многостадийного ГРП или для направленного бурения с применением гибкой трубы.

We have designed and manufactured a unit that will be able to perform not only traditional coiled tubing operations, but also to apply for multistage fracturing operations or for directional drilling using a CT.

CTT: The last issue of our journal (№ 2 (064), June 2018) introduced readers to the "Fidmash-Online" service. How does digitalization enhance the capabilities of equipment?

A.L.: Undoubtedly, one of the main directions of development in modern conditions is the automation of processes. By analogy with cars, automatic assistants allow the operator facilitate work by taking control of critical parameters and promptly approach them, and in some cases act as a kind of "cruise control", providing automatic



Установка насосная H505
Pumping unit H505

МК40Т. Расскажите, пожалуйста, об этой машине.

А.Л.: Да, Вы абсолютно правы. Мы планируем представить на ежегодной Потребительской конференции нашу последнюю разработку – установку кольтюбинговую тяжелого класса МК40Т-10. Мы видим, как многие наши заказчики стараются расширить спектр выполняемых работ с применением кольтюбинговой технологии. Поэтому мы разработали и изготовим установку, которая сможет выполнять не только традиционные операции на кольтюбинге, но еще и применяться при операциях многостадийного ГРП или для направленного бурения с применением гибкой трубы.

Нам удалось разместить на одном полноприводном шасси 10х10 комплект оборудования с узлом намотки емкостью 5500 м ГНКТ диаметром 50,8 мм, инжектором тяговым усилием 45 т и ПВО условным проходом 100 мм.

Из плюсов этой установки хочется отметить:

- маневренность и проходимость: все оборудование размещено на одном специальном полноприводном шасси IVECO-АМТ с клиренсом 435 мм;
- надежность – наш проверенный дизайн гидростанции и основных узлов обеспечит безотказную работу независимо от условий окружающей среды;
- просторную тепло- и шумоизолированную кабину оператора. Для улучшения эргономики работ кабина изготавливается с наклонным стеклом. Данное решение позволяет одновременно следить за инжектором, узлом намотки, приборами, находясь в кресле оператора;
- эргономичный пульт управления с электронной системой сбора данных собственной разработки, реализованной на промышленных компьютерах с сенсорными экранами;
- подключение к сервису «Фидмаш-Онлайн».

Хочется пригласить наших клиентов и тех, кто еще не стал нашими клиентами, но думает об этом, на ежегодную Потребительскую конференцию СЗАО «ФИДМАШ», где они смогут лично рассмотреть установку, посидеть в кабине шасси или оператора за

maintenance and control of the assigned processes. That, in turn, positively affects the quality of work performance, their speed and efficiency, and also reduces the risks of complications.

Service "Fidmash-Online" provides the user with an opportunity of easy and fast remote collection of various information for its further use. Service is constantly being improved and developing. On its basis, new opportunities are created that also allow the consumer to use our equipment with greater efficiency.

CTT: FIDMASH has developed a unique form of feedback from customers – annual Consumer conferences, which, as a rule, present the most current technical innovations. This year, as announced, a coiled tubing unit of the heavy class МК40Т will be demonstrated. Please tell us about this machine.

A.L.: Yes, you are absolutely right. We are planning to present at our annual Consumer Conference our latest development of a coiled tubing heavy category МК40Т-10. We see how many of our customers are trying to expand the range of works performed using the coiled tubing technology. Therefore, we have designed and manufactured a unit that will be able to perform not only traditional coiled tubing operations, but also to apply for multistage fracturing operations or for directional drilling using a CT.

We managed to place a set of equipment with a winding unit with a capacity of 5500 m of coiled tubing with a diameter of 50.8 mm, an injector with a pulling force of 45 tons and an air defense with a conditional pass of 100 mm on a single all-wheel drive 10x10 chassis.

Among the advantages of the unit I want to note:

- maneuverability and patency: all equipment is placed on one special all-wheel drive chassis IVECO-АМТ with a clearance of 435 mm;
- reliability – our proven design of the power plant and main components will ensure trouble-free operation regardless of environmental conditions;
- a spacious heat and noise insulated operator's cabin. To improve the ergonomics of the work cab, we made it with an inclined glass. This solution allows you to simultaneously monitor the injector, winding unit, devices, being in the operator's seat;



Установка азотная А100-50
Nitrogen unit A100-50



Установка азотная А100-70
Nitrogen unit A100-70

рычагами установки и убедиться в высоком качестве и современности нашего оборудования.

ВК: Какие еще новые разработки предприятие выведет на рынок в ближайшее время? Какими преимуществами они будут наделены по сравнению с установками предыдущего поколения?

А.Л.: Мы прекрасно понимаем, что колтюбинговые установки тяжелого класса имеют один общий недостаток: они тяжелые и негабаритные. Поэтому специально для наших заказчиков, которым важно, чтобы колтюбинговая установка соответствовала правилам перевозки грузов автомобильным транспортом в РФ по габаритным размерам и нагрузкам на оси, мы готовы предложить колтюбинговый комплекс на двух полуприцепах. На одном полуприцепе размещен узел намотки с ГНКТ, на втором – все остальное колтюбинговое оборудование. Для передвижения комплексу необходимы два четырехосных тягача.

Как известно, колтюбинговый комплекс состоит не только из колтюбинговой установки, для его работы необходимы также еще насосная и азотная установки. Мы решили объединить эти две установки и создали комбинированную азотно-насосную установку, которая размещена на одном четырехосном шасси. Применение этой установки позволит количественно уменьшить автопарк техники, и, следовательно, стоимость его содержания без потери в функциональности, так как такая установка позволяет производить одновременную или раздельную заправку технологической жидкости и газообразного азота и управляется одним оператором из общей кабины.

Кроме этих установок, в 2018 году нами разработано новое поколение инжекторов тяговым усилием 27 тонн, колтюбинговый флот в блочном исполнении и другое оборудование.

В планах наших разработок стоит автоматизация колтюбинговой установки с применением «сухой» кабины (в настоящее время у нас уже есть решение, которое мы предлагаем рынку, по автоматизации азотной установки, которое призвано снять с оператора «рутинную» работу и повышает общую безопасность проводимых работ).

ВК: Успехов Вам и СЗАО «ФИДМАШ» в осуществлении этих дерзких замыслов!

Вела беседу Галина Булыка,
«Время колтюбинга. Время ГРП»

- an ergonomic control panel with an electronic data acquisition system of its own design, implemented on industrial computers with touch screens;
- connection to the "Fidmash-Online" service.

I would like to invite our clients and those who have not yet become our customers, but think about it, at the annual Consumer Conference of FIDMASH, where they can personally view the unit, sit in the chassis cab or operator behind the levers of the unit and make sure of high quality and modernity of our equipment.

CTT: What other new developments will the company bring to the market in the near future?

What advantages will they have in comparison with the installations of the previous generation?

A.L.: We are well aware that coiled tubing units of a heavy class have one common drawback – they are heavy and oversized. Therefore, specially for our customers, who want the coiled tubing unit to comply with the rules of transportation of goods by road in Russia in terms of overall dimensions and axle loads, we are ready to offer a coiled tubing complex on two semi-trailers. On one semitrailer there is a winding unit with coiled tubing, on the second - all the other coiled tubing equipment. To move the complex two four-axle tractors are required.

As is known, the coiled tubing complex consists not only of a coiled tubing unit, but also pumping and nitrogen units are necessary for its operation. We decided to combine these two

units and created a combined nitrogen pumping unit, which is located on one four-axle chassis. The use of this unit will allow the vehicle fleet to be reduced quantitatively and, consequently, the cost of its maintenance without loss in functionality, since such a unit allows simultaneous or separate injection of process fluid and nitrogen gas and is controlled by one operator from the common cabin.

In addition to these units, in 2018 we developed a new generation of injectors with a pulling force of 27 tons, a coiled tubing fleet in block design and other equipment.

In the plans of our developments is the automation of the coiled tubing unit with the use of a "dry" cabin (at present we already have a solution that we offer the market for the automation of a nitrogen plant, which is designed to remove from the operator "routine" work and increases the overall safety of the work).

CTT: We wish success to you and FIDMASH in the implementation of these daring ideas!

Interviewer – Halina Bulyka, Coiled Tubing Times

Хочется пригласить наших клиентов и тех, кто еще не стал нашими клиентами, на ежегодную Потребительскую конференцию СЗАО «ФИДМАШ», где они смогут лично рассмотреть установку, посидеть в кабине шасси или оператора за рычагами установки и убедиться в высоком качестве и современности нашего оборудования.

I would like to invite our clients and those who have not yet become our customers, but think about it, at the annual Consumer Conference of FIDMASH, where they can personally view the unit, sit in the chassis cab or operator behind the levers of the unit and make sure of high quality and modernity of our equipment.

Отвечая на новые вызовы

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

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

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

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

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



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



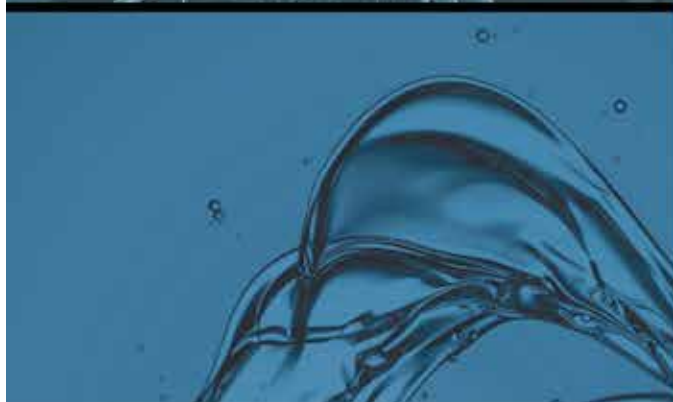
Coiled/tubing ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА ВРЕМЯ ГРП *times*

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



КОЛТЮБИНГ —
это инструмент,
преображающий все
внутрискважинные работы

www.cttimes.org



Уважаемые коллеги!

Сердечно поздравляем вас с Днем работников нефтяной, газовой и топливной промышленности!

Новых успехов вам в профессиональной деятельности, смелых планов и высоких результатов во внедрении новых технологий и оборудования!

Крепкого здоровья, личного счастья, неиссякаемого запаса жизненной энергии для новых свершений!

Любви и взаимопонимания с близкими!

Пусть ваши дома и сердца всегда будут наполнены теплом и светом, потому что тепло и свет – это то, чему вы посвящаете свой труд и жизнь.



Секция ICoTA-Россия в технической программе MIOGE-2018

Section ICoTA-Russia in the Technical Program MIOGE-2018



В Москве, в МВЦ «Крокус Экспо», под эгидой российского отделения Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA-Россия) 20 июня 2018 года в рамках технической программы 15-й Международной выставки «НЕФТЬ И ГАЗ»/MIOGE-2018 была организована секция «Технологии и оборудование для высокотехнологичного нефтегазового сервиса». Это мероприятие прошло второй раз в истории и обещает стать регулярным.

Генеральным информационным партнером секции выступила редакция научно-практического журнала «Время колтюбинга. Время ГРП».

Модератором стал исполнительный директор российского отделения ICoTA (ICoTA-Россия) Артём Грибов.

Основной акцент программы был сделан на наиболее актуальных вопросах заявленной проблематики: инновационном оборудовании, частных аспектах прорывных технологий, цифровизации, финансовых аспектах приобретения и эксплуатации техники.

A section "Technologies and equipment for high-tech oil and gas service." was held under the auspices of the Russian branch of the Association of Specialists in coiled tubing technology and downhole work (ICoTA-Russia) on June 20, 2018, as part of the technical program of the 15th International Exhibition "OIL & GAS"/MIOGE-2017 In Moscow in exhibition centre "Crocus Expo". This event was held for the second time in history and promises to become regular.

The general information partner of the section was the editorial board of the scientific and practical journal "Coiled tubing times".

The moderator was Artem Gribov, Executive Director of ICoTA Russia.

The main emphasis of the program was made on the most pressing issues of the stated problems: innovative equipment, particular aspects of breakthrough technologies,

Генеральным информационным партнером секции выступила редакция научно-практического журнала «Время колтюбинга. Время ГРП».

The general information partner of the section was the editorial board of the scientific and practical journal "Coiled tubing times".

Джаббар Мирзоев, руководитель направления по неразрушающему контролю, СНГ и Центральная Европа, «РОЗЕН-Европа», озвучил доклад **«Техническое диагностирование ГНКТ: предъявляемые требования, современное решение, достижение высокой надежности»**. Компания «РОЗЕН» осуществляет полный комплекс работ в области неразрушающего контроля: разрабатывает и производит оборудование, программное обеспечение, создает методики обследований, диагностики и защиты инженерно-технических сооружений и объектов. Эта высокотехнологичная компания имеет подразделения более чем в 120 странах мира. Основными бизнес-направлениями «РОЗЕН» являются продукция и услуги по очистке трубопроводов (очистные снаряды), услуги по обследованию трубопроводов, в т.ч. нестандартных, диагностика методами неразрушающего контроля. Последнее бизнес-направление включает диагностику объектов инфраструктуры нефтегазового комплекса. В области добычи это относится прежде всего к гибким насосно-компрессорным трубам.

Авария гибкой трубы (колтюбинга) может существенно повлиять на безопасность технологических работ на скважине, а в некоторых случаях – привести к ее потере. На ресурс ГНКТ влияет большое количество факторов, для оценки которых необходимо проведение периодического диагностирования: изгиб (циклическое нагружение), механические повреждения, эрозия, коррозия. В течение одной спуско-подъемной операции гибкая труба несколько раз подвергается неупругому знакопеременному деформированию: во время спуска – при размотке трубы с барабана, изгибе на направляющей дуге, выпрямлении в инжекторе и далее при погружении в скважину; и в обратном порядке – при намотке на барабан. Напряжения изгиба наиболее высоки на направляющей дуге и барабане, где они могут превысить предел текучести.

В настоящее время идет ужесточение требований к безопасности технологических операций с ГНКТ.

Автоматизированная диагностика гибких НКТ является надежным и эффективным средством управления целостностью гибких труб при внутрискважинных работах на суше и на морском шельфе.

Прибор, созданный специалистами «РОЗЕН», позволяет контролировать состояние труб



digitalization, financial aspects of the acquisition and operation of technology.

Jabbar Mirzoyev, Head of Non-Destructive Control of the CIS and Central Europe, ROSEN-Europe, presented the report **"Technical Diagnostics of Coiled Tubes: Demands, Modern Solution, Achievement of High Reliability"**. The company ROSEN carries out a full range of works

in the field of nondestructive testing: develops and manufactures equipment, software, creates methods for inspecting, diagnosing and protecting engineering structures and facilities. This high-tech company has units in more than 120 countries. The main business areas of ROSEN are products and services for cleaning of pipelines (cleaning equipment), services for inspection of pipelines, incl. non-standard, diagnostics by methods of nondestructive testing. The last business line includes diagnostics of oil and gas infrastructure facilities. In the field of production this applies primarily to the coiled tubing.

The failure of a coiled tubing can significantly affect the safety of technological work at the well, and in some cases lead to its loss. The coiled tubing resource is affected by a large number of factors, for which assessment it is necessary to conduct periodic diagnosis: bending (cyclic loading), mechanical damage, erosion, corrosion. During one tripping operation, the CT is subjected several

times to an inelastic alternating deformation: during descent – during unwinding of the tube from the drum, bending on the guide arc, rectification in the injector and further when immersed in the well; and in the reverse order – when winding on the drum. The bending stresses are highest on the guide arc and drum, where they can exceed the yield strength.

Currently, there is a tightening of the requirements for the safety of technological operations with coiled tubing.

Automated diagnostics of coiled tubing is a reliable and effective means of controlling the integrity of for downhole CT operations onshore and offshore.

The device, created by specialists from ROSEN, allows you to monitor the status of pipes in real time. At the end of the survey, a comprehensive report is generated in a format that is convenient for work.

Решение «РОЗЕН» (автоматизированная диагностика) соответствует передовым требованиям в области диагностирования ГНКТ.

The ROSEN solution (automated diagnostics) meets the advanced requirements in the field of coiled tubing diagnosis.

в режиме реального времени. По окончании обследования формируется комплексный отчет в удобном для работы формате.

Полученные данные дают возможность запланировать корректирующие действия, повышая тем самым эффективность работы, сводя к минимуму время простоя и операционные потери.

Докладчик дал подробную характеристику оборудования РОЗЕН, рассказал о составе и функциях входящих в него модулей (MFL-модуль, GEO-модуль и ООО-модуль).

Были перечислены преимущества предлагаемых компанией решений: высокая точность и надежность; результаты инспекции дают возможность оценить остаточный ресурс по усталостному разрушению; высокая эффективность эксплуатации за счет планирования ремонтов и предотвращения отказов; достоверное выявление дефектов потери металла, поперечных швов, измерение толщины стенки и овальности; измерение для каждой позиции на трубе дистанции/глубины; взрывоопасное исполнение.

Решение «РОЗЕН» (автоматизированная диагностика) соответствует передовым требованиям в области диагностирования ГНКТ.

О технологиях ООО «Пакер-Сервис» рассказал директор по развитию бизнеса и новым технологиям ООО «Пакер Сервис» Камил Каримов.

Эта российская нефтесервисная компания предоставляет услуги в области повышения нефтегазоотдачи пластов, освоении скважин, работы при текущем и капитальном ремонте, исследовании и заканчивании скважин. Компания уделяет повышенное внимание методам безопасного проведения работ и качеству оказываемых услуг. Акционерами «Пакер-Сервис» являются АО «Газпромбанк» и физические лица.

«Пакер-Сервис» оказывает следующие сервисные услуги:

- гидравлический разрыв пласта (пропантные, кислотные, азотные);
- азотные, азотно-кислотные, кислотные обработки скважин установками ГНКТ и освоение скважин азотом;
- геофизические исследования скважин с ГНКТ (автономные, кабельные);
- перфорация скважин (ГПП, кумулятивная);
- канатные внутрискважинные работы с использованием установок ЛГС;
- гидродинамические исследования скважин и геолого-технический контроль бурения,



The data obtained make it possible to plan corrective actions, thereby increasing the efficiency of work, minimizing downtime and operational losses.

The speaker gave a detailed description of the ROSEN equipment, spoke about the composition and functions of the modules included in it (MFL-module, GEO-module and ООО-module).

The advantages of the company's solutions were listed: high accuracy and reliability; the results of the inspection make it possible to estimate the residual life for fatigue failure; High operational efficiency due to planning of repairs and prevention of failures; reliable detection of metal loss defects, transverse joints, measurement of wall thickness and ovality; Measurement for each position on the tube distance/depth; explosive execution.

The ROSEN solution (automated diagnostics) meets the advanced requirements in the field of coiled tubing diagnosis.

Основная часть доклада была сфокусирована на технических и технологических возможностях ООО «Пакер-Сервис» в секторе колюбинговых технологий и различных видов ГРП, включая многостадийные ГРП в горизонтальных скважинах в разных модификациях.

The main part of the report was focused on the technical and technological capabilities of "Packer-Service" in the coiled tubing technology sector and various types of fracturing, including multi-stage fracturing in horizontal wells in different modifications.

Kamil Karimov, Director for Business Development and New Technologies of Packer Service LLC, spoke about **technologies of Packer-Service LLC.**

This Russian oilfield service company provides services in the field of enhanced oil and gas recovery of wells, development of wells, operation under current and major repairs, exploration and completion of wells. The company pays special attention to the methods of safe

operation and the quality of the services provided. Shareholders of Packer-Service are Gazprombank and individuals.

"Packer-Service" renders the following services:

- Hydraulic fracturing of the formation (proppant, acid, nitrogen);
- Nitrogen, nitric acid, acid treatment of wells with CT and well development with nitrogen;
- Well-logging operations with coiled tubing (autonomous, cable)

- освоения и КРС;
- инженерно-технологическое сопровождение ловильного, ударного, режущего и импульсного инструмента при бурении и КРС;
- заканчивание скважин (в том числе МСГРП);
- супервайзинг при ТКРС, КРС, освоении, ГРП и ГНКТ;
- глушение скважин с аномально высоким пластовым давлением (АВПД).

Было рассказано о специфике деятельности компании в различных регионах РФ и Казахстана и о значимых проектах по заканчиванию скважин. К. Каримов подробно остановился на теме широкого спектра оборудования для различных сервисных операций, разрабатываемого и выпускаемого компанией «Пакер-Тулз».

Основная часть доклада была сфокусирована на технических и технологических возможностях ООО «Пакер-Сервис» в секторе колтюбинговых технологий и различных видов ГРП, включая многостадийные ГРП в горизонтальных скважинах в разных модификациях. Были охарактеризованы три основных метода: активация муфт с ГНКТ либо с ГПП; активация муфт сбросом шара; поинтервальная установка композитных пробок с перфорацией (Plug & Perf).

С докладом **«Комплексный инновационный подход компании Welltec к проведению ПГИ в горизонтальных скважинах»** выступил

Всеволод Бугров, менеджер по развитию бизнеса, Welltec. Роботизированные устройства на каротажном кабеле способны выполнять те же задачи, для решения которых традиционно применяется оборудование КРС и установки ГНКТ. В докладе было рассказано о применении технологий компании Welltec для решения задач по доставке комплексных геофизических приборов в горизонтальные скважины, обеспечению доступа в стволы горизонтальных скважин, проведения механических работ по манипуляции муфтами ГРП, а также проведения аварийных работ с применением механического резака труб.

Компания располагает обширным портфолио для производства широкого спектра внутрискважинных работ. Основным видом работ, для которых привлекается Welltec, является доставка комплексной геофизической аппаратуры в горизонтальные скважины, а основным инструментом – скважинный



- Perforation of wells (jet perforating, cumulative);
- Rope well work with the use of LHS units;
- Well-logging operations and geological and technical control of drilling, development and workover;
- Engineering and technological support for crowfoot elevator; impact, cutting and impulse tools

for drilling and workover;

- Completion of wells (including MSHF)
- Supervising at well servicing and workover, well development, hydraulic fracturing;
- Well killing operations concerning wells with abnormally high reservoir pressure.

It was told about the specifics of the company's activity in various regions of the Russian Federation and Kazakhstan and about significant projects on completion of wells. K. Karimov dwelled in detail on the topic of a wide range of equipment for various service operations, developed and manufactured by the company "Packer-Tools".

Наиболее перспективным направлением для дальнейшего применения роботизированных технологий компании Welltec является цикл операций, финальной целью которых является управление скважиной заказчика.

Welltec's most promising direction for further use of robotic technologies is the cycle of operations with the ultimate objective of managing the customer's well.

The main part of the report was focused on the technical and technological capabilities of "Packer-Service" in the coiled tubing technology sector and various types of fracturing, including multi-stage fracturing in horizontal wells in different modifications. Three main methods have been characterized: the activation of collars with coiled tubing or with jet perforating;

activation of collars by discarding the ball; plug & perf.

Business Development Manager of Welltec Oilfield Services (RUS) LLC V. Bugrov spoke about **robotic Welltec® systems for well works using the logging cable**. Robotic devices on a wireline cable are able to perform the same tasks, which traditionally employ workover equipment or CT assemblies. The report described the application of Welltec technologies for addressing the issues of delivering complex logging instruments to horizontal wells, providing access to horizontal wellbores, performing mechanical operations to manipulate hydraulic couplings, as

трактор. Well Tractor – это электрогидравлический скважинный инструмент, предназначенный для доставки специального оборудования в горизонтальные стволы скважин. Устройство спускается на каротажном кабеле до максимально возможной глубины под действием силы тяжести.

Наиболее перспективное направление для дальнейшего применения роботизированных технологий компании Welltec – цикл операций, финальной целью которых является управление скважиной заказчика. Комплекс мероприятий состоит из следующих видов работ: подготовка ствола скважины для обеспечения доступа инструментов до забоя, проведение комплекса ПГИ для сбора актуальных данных по работе скважины, селективное управление муфтами МГРП для водоизоляции либо повторному ГРП. В настоящее время операторы перешли к использованию растворимых шаров, это позволило сократить цикл освоения скважин после МГРП. Еще одна новинка компании для производства аварийных работ – механический труборез. Инструмент успешно зарекомендовал себя достаточно давно, а разработка модели в самом малом типоразмере в 60 мм велась последние три года.

Роботизированные технологии для проведения внутрискважинных работ приобретают все большее распространение и составляют здоровую конкуренцию ГНКТ.

«Технология Quantum PLT®. Испытания, опыт применения, уроки и перспективы» – так назывался доклад Ксении Сапрыкиной, технического инженера GEOSPLIT LLC.

Технология Quantum PLT® создана для диагностики профилей притоков скважин с помощью квантовых маркеров – репортеров, размещенных в полимерном покрытии проппанта или в элементах заканчивания скважин.

При маркерных методах исследования используют следующие технологии маркирования:

- химические водо- и нефтерастворимые реагенты (флуоресцентные, ионные и органические трассеры);
- радиоактивные изотопы;



well as carrying out emergency operations using a mechanical pipe cutter.

The company has an extensive portfolio for the performance of a wide range of downhole works. The main type of works seeing Welltec involvement is the delivery of complex logging equipment to horizontal wells, and the main tool for it is the downhole tractor. Well Tractor is an electro-hydraulic downhole tool designed to deliver special equipment to horizontal wellbores. The device goes down on the wireline cable to the maximum possible depth on its own weight.

Welltec's most promising direction for further use of robotic technologies is the cycle of operations with the ultimate objective of managing the customer's well.

The package of activities consists of the following types of works: preparation of the wellbore to ensure tools' access to tools to bottomhole, performing well logging to collect updated data on the operation of the well, selective management of the multi-stage frac sleeves for water shut-off or re-fracturing. Currently, the operators have switched to using soluble balls, which made it possible to shorten the cycle of well development after the multi-stage fracturing. Another novelty by the company for emergency operations is a mechanical pipe cutter. The tool has long proved successful, and it took three years to develop one for the smallest standard size of 60 mm.

Robotic technologies for downhole operations are becoming more widespread and make worthy competitors to coiled tubing.

"Quantum PLT® technology. Tests, application experience, lessons and perspectives" – this is the name of report by Ksenia Saprykina's, technical engineer, GEOSPLIT.

Quantum PLT® technology is designed to diagnose well flow profiles with the help of quantum markers – reporters placed in polymer coating of proppant or in well completion elements.

With marker methods of research, the following marking technologies are used:

- Chemical water and oil-soluble reagents (fluorescent, ionic and organic tracers);
- Radioactive isotopes;
- Organic DNA markers;
- Quantum markers - reporters - Quantum PLT® technology.

In 2017, the technology was applied in 30 horizontal oil and gas condensate wells, where from 4 to 11 stages of hydraulic fracturing were carried out. In 2018, pilot commercial

Технология Quantum PLT® создана для диагностики профилей притоков скважин с помощью квантовых маркеров – репортеров, размещенных в полимерном покрытии проппанта или в элементах заканчивания скважин.

Quantum PLT® technology is designed to diagnose well flow profiles with the help of quantum markers – reporters placed in polymer coating of proppant or in well completion elements.

- органические ДНК-маркеры;
- квантовые маркеры – репортеры – технология Quantum PLT®.

В 2017 году технология была в 30 горизонтальных нефтяных и газоконденсатных скважинах, где проводилось от 4 до 11 стадий ГРП. В 2018 году ОПР прошли в Китае, ОАЭ и Кувейте.

Было рассказано о промежуточных результатах, полученных в процессе полевого применения Quantum PLT®, об испытаниях технологии и динамике ее развития.

Андрей Гляцевич, заместитель главного конструктора – начальник бюро систем, СЗАО «ФИДМАШ», представил **сервис «Фидмаш-Онлайн»**.

Концепция сервиса «Фидмаш-Онлайн» впервые была представлена в 2017 году. Тогда же на базе СКР43-20 был разработан и внедрен программно-аппаратный комплекс, позволяющий осуществлять онлайн-мониторинг и удаленный доступ к данным колтюбинговых установок.

Сервис «Фидмаш-Онлайн» задуман как простой и удобный в использовании инструмент, не требующий для работы с ним специальных знаний и предварительного обучения. С программной точки зрения в основе сервиса используется веб-интерфейс, что позволяет подключаться и работать с ним как с обычным сайтом через стандартные браузеры на любых устройствах (ноутбуки, планшеты, смартфоны) при наличии доступа в интернет в любой точке мира. С аппаратной точки зрения на борту колтюбинговых установок также имеется все необходимое для обеспечения работы сервиса. Так, в состав СКР43-20 входит GSM-модем и антенна, посредством которых установка автоматически подключается к глобальной сети Интернет и передает данные на удаленный сервер. Таким образом, для работы с сервисом «Фидмаш-Онлайн» заказчику требуется только приобрести у локального оператора сотовой связи обычную SIM-карту с подходящим тарифным планом мобильного интернета и установить ее в модем.

За короткий период разработчикам удалось перейти от идей к реализации и запустить «Фидмаш-Онлайн» в полноценную эксплуатацию. До конца 2018 года планируется завершить второй этап разработки сервиса «Фидмаш-



development was carried out in China, the UAE and Kuwait.

It was told about the intermediate results obtained during the field application of Quantum PLT®, about the testing of the technology and the dynamics of its development.

Andrei Glyatsevich, Deputy Chief Designer – Head of the Systems Bureau, FIDMASH,

presented the **Fidmash-Online service**.

The concept of Fidmash-Online service was first introduced in 2017. In the same year, on the basis of the SKR43-20, a software and hardware complex was developed and implemented that allows online monitoring and remote access to coiled tubing data.

The service is conceived as a simple and easy-to-use tool that does not require special knowledge and preliminary training to work with it. It does not require the cost of creating and maintaining infrastructure, it does not need the organization of jobs. From

a programmatic point of view, the service is based on the web interface, which allows you to connect and work with it as a regular site through standard browsers on any devices (laptops, tablets, smartphones) with Internet access anywhere in the world. From the hardware point of view, on board the coiled tubing units, there is also everything necessary to ensure the operation of the service. So the composition of SKR43-20 includes GSM-modem and antenna, through which the unit automatically connects to the global Internet and transmits data to a remote server. Thus, to work with the "Fidmash-Online" service, the customer only needs to purchase from a local mobile phone operator an ordinary SIM-card with a suitable tariff plan for the mobile Internet and install it into the modem.

In a short period we managed to move from ideas to implementation and launch "Fidmash-Online" into full-fledged operation. At the moment, about a

dozen units operated by several service companies

Сервис «Фидмаш-Онлайн» задуман как простой и удобный в использовании инструмент, не требующий для работы с ним специальных знаний и предварительного обучения.

The service is conceived as a simple and easy-to-use tool that does not require special knowledge and preliminary training to work with it.

Наиболее продаваемый продукт компании SHINDA – ГНКТ с различными кабелями внутри.

The best-selling product of SHINDA is coiled tubing with various cables inside.

Онлайн», что значительно расширит его функциональные возможности, основными из которых станут: просмотр видео с камер систем видеонаблюдения на установках, формирование отчетов за выбранный период времени по различным группам параметров, онлайн-передача и мониторинг аварийных сообщений и предупреждений и многое другое. В дальнейшем к сервису планируется подключать не только кольтюбинговые установки, но также и насосные, азотные и установки комплекса ГРП.

Генеральный директор по России и странам СНГ компании SHINDA, д. т. н. Павел Егоров представил **продукты компании SHINDA, соединяющие ГНКТ с силовыми и управляющими кабелями и капиллярными трубками.**

Компания SHINDA основана в 2011 году. Наиболее продаваемый продукт компании SHINDA – ГНКТ с различными кабелями внутри. К настоящему времени продано уже более 500 км этого продукта. Компания располагает мощностями для производства 45 000 тонн таких ГНКТ в год. При производстве ГНКТ применяется высокоточная лазерная сварка, обеспечивающая минимальную высоту сварочного шва (0,3 мм) и другие технологические преимущества. С помощью лазерной сварки производятся стандартные ГНКТ, капиллярные трубки, трубки гидравлического контроля из стали, нержавеющей стали, высокопрочных и высоколегированных сталей и даже титана. Докладчик рассказал о сорimente гибких насосно-компрессорных труб, в т.ч. коррозионно-устойчивых, о конкурентном продукте компании – капиллярных трубках (трубках гидравлического контроля), о сортаменте ГНКТ с различными кабелями внутри (ICCT).

Риски при приобретении и эксплуатации дорогостоящего высокотехнологичного оборудования значительно снижаются при использовании эффективных финансовых инструментов, таких как **лизинг и страхование.** О возможностях этих инструментов присутствующих проинформировали вице-президент по работе с предприятиями топливно-энергетического комплекса ПАО САК «Энергогарант» Р.Я. Игилев в докладе «Комплексное страхование для предприятий нефтегазового сектора» и руководитель проекта по работе с нефтегазовым комплексом ООО «Техностройлизинг» Э.Я. Игилев в докладе «Инвестиционные проекты в нефтегазовом комплексе».

Аналитическая группа журнала
«Время кольтюбинга. Время ГРП»



are connected to the service. The connection process continues along with the work on further development and improvement of the service taking into account the operational experience and the wishes of the customers.

By the end of 2018, it is planned to complete the second stage of the "Fidmash-Online" service development, which will significantly expand its functionality. The main functions are: viewing video from CCTV cameras on installations, generating reports for a selected period of time by different parameter groups, and monitoring of alarms and warnings and much more. In the future, it is planned to connect to the service not only coiled tubing units, but also pumping, nitrogen and installation of the hydraulic fracturing complex.

Director General for Russia and CIS countries, SHINDA, Dr.Sc. Pavel Egorov presented **products of the company SHINDA, connecting coiled tubing with power and control cables and capillary tubes.**

SHINDA was founded in 2011. The best-selling product of SHINDA is coiled tubing with various cables inside. To date, more than 500 km of this product have been sold. The company has the capacity to produce 45,000 tons of such coiled tubing per year.

In the production of coiled tubing, high-precision laser welding is used, which ensures a minimum weld height (0.3 mm) and other technological advantages. Laser welding produces standard coiled tubing, capillary tubes, hydraulic control tubes made of steel, stainless steel, high-strength and high-alloy steels and even titanium. The speaker spoke about the assortment of CTs, incl. corrosion-resistant, competitive product of the company – capillary tubes (hydraulic control tubes), on the assortment of coiled tubing with various cables inside (ICCT).

Effective financial instruments such as **leasing and insurance** mitigate risks of acquisition and operation of costly high-tech equipment. The possibilities of these instruments were described by Ruslan Igilov, Vice President for Fuel and Energy Complex Enterprises Interaction, SAK Energogrant PJSC, in his report Package Insurance for Oil and Gas Companies and Ernest Igilov, Head of Fuel and Energy Complex interaction, Technostroyleasing LLC, in his report Investment projects in Oil and Gas sector.

Analytical Group of the Coiled Tubing Times



- 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
info@packer-service.ru

Гидравлический разрыв пласта
Hydraulic fracturing

Услуги с установками ГНКТ
Coiled tubing services

Освоение скважин азотом
Well gaslifting

Заканчивание скважин
Well completion

Пакерный сервис
Packer service

Ловильные работы
Fishing operations

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



packer-tools.ru, contact@packer-tools.ru

Первое в России успешное применение технологии гидроразрыва пласта без подъема ГНКТ на поверхность при проведении многотоннажных МГРП

First Successful Heavy-Tonnage Fracturing with CT Inside the Well in Russia

В.А. МАШОРИН, И.А. САХИПОВА, Е.А. УФИМЦЕВ, АО «НК «Конданефть»;
К.В. БУРДИН, М.А. ДЕМКОВИЧ, К.А. СТАРОДУБЦЕВА, «Шлюмберже»

V.A. MASHORIN, I.A. SAHIPOVA, E.A. UFIMTSEV, AO "NK "Kondanef";
K.V. BURDIN, M.A. DEMKOVICH, K.A. STARODUBTSEVA, Schlumberger

В июне 2018 года впервые в России для закачки многотоннажных ГРП применили технологию многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП) по малому затрубному пространству между гибкой насосно-компрессорной трубой (ГНКТ) и насосно-компрессорной трубой (НКТ) в скважинах, где использованы хвостовики с управляемыми портами ГРП (далее – МГРП с ГНКТ), первые работы выполнены на Кондинском месторождении. При использовании данной технологии операции по проведению ГРП проводятся без подъема ГНКТ на поверхность, что позволяет значительно сократить операционное время на скважине. На сегодняшний день уже завершены работы на пяти скважинах по данной технологии с проведением ГРП тоннажем 70–100 тонн на порт. Технология заканчивания МГРП «Premium Port + Jackal» позволяет оптимизировать процесс ГРП с использованием полнопроходных сдвижных муфт и включает в себя:

- многоразовую муфту ГРП (полнопроходная, с возможностью цементирования, позволяет проводить повторные открытия неограниченное число раз);
- заколонные пакеры, активируемые давлением, предназначены для изоляции заколонного пространства между муфтами ГРП;
- ключ-толкатель Hargier (предназначен для манипуляции муфтами ГРП и использования с ГНКТ/НКТ);
- дополнительно механический пакер (опционально, применяется в случае невозможности закрыть один из портов). Рассчитан для многоразового использования, активируется осевым перемещением ГНКТ в любом месте хвостовика, рассчитан на дифференциальное давление 680 атм. (10 000 psi).

Описание технологии МГРП с ГНКТ в скважине

В современных реалиях России и по всему миру все большую популярность набирают работы с использованием компоновок хвостовика с управляемыми муфтами ГРП.

Открываемые/закрывающиеся порты, компоновки с полнопроходным сечением (пример детального



Рисунок 1 – Расстановка флотов ГРП и ГНКТ

Figure 1 – Fracturing and CT fleets layout

First successful heavy-tonsage multistage fracturing (MSF) with Coiled Tubing (CT) inside the well was performed in June 2018 in Russia in the Kondinskoe field. All the wells were equipped with reclosable CT fracturing sleeves and stimulated using the integrated completion service in which fracturing operations are combined with CT operations and are run with CT inside the well. This reduces operation time for MSF jobs. Five MSF wells have been successfully stimulated, with 70–100 tons of proppant per fracturing port. The reclosable fracturing sleeves and multistage packer technologies used in the Premium Ports +

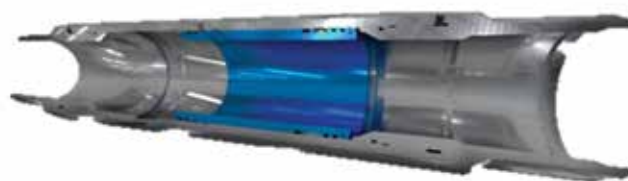


Рисунок 2 – Многоразовая муфта ГРП

Figure 2 – Reclosable CT fracturing sleeve

Jackal service enable us to optimize the fracturing process. The system comprises:

- Recolorable CT fracturing sleeves can be switched to various positions (The full-bore valve can be used in cemented wells and enables repeated opening and closing of ports);
- Open hole hydraulic packers isolate zones in uncemented completions;

описания может быть найден в статье Колоды и коллег [1]), управляемые с помощью гибкой насосно-компрессорной трубы (ГНКТ), позволяют проводить селективные ГРП как на новых скважинах, так и на скважинах после некоторого периода эксплуатации, освоить и вывести на приток каждый продуктивный интервал по отдельности и совместно (описано у Бурдина и коллег [2]).

Для проведения ГРП применяется специальный ключ для открытия/закрытия портов ГРП. Работа с портами ГРП проводится при помощи ГНКТ, при этом подъем ГНКТ перед каждой операцией ГРП не требуется. ГРП проводится по малому затрубному пространству ГНКТ – НКТ. Дополнительным преимуществом данной технологии является возможность добавлять стадии ГРП к уже



Рисунок 3 – Ключ-толкатель
Figure 3 – Shifting tool



Рисунок 4 – Механический пакер (опционально)
Figure 4 – Multistage packer (optional)

установленной системе при помощи проведения гидropескоструйной перфорации.

Технология заканчивания МГРП с ГНКТ в скважине позволяет проводить селективные, повторные ГРП как на новых скважинах, так и на скважинах, находящихся в эксплуатации, а также при необходимости выборочно закрывать порты ГРП при водо- и газопровоявлениях или различного рода исследованиях. Технология предусматривает сокращение времени на ввод скважины в эксплуатацию, исключает необходимость разбуривания седел/шаров, позволяет проводить промывку скважины без дополнительных СПО ГНКТ, тогда как равнопроходной внутренний диаметр компоновки исключает ограничения по дальнейшим внутрискважинным работам. Существует возможность проводить МГРП на скважинах с управляемыми портами в любой последовательности (1–2–3...10 либо 1–3–2...10). Отсутствуют какие-либо ограничения по количеству стадий ГРП в скважине. Технология позволяет обеспечить эффективное извлечение запасов углеводородов за счет многократного увеличения площади контакта трещин, контроля зоны инициации трещины, ее размера и проводимости.

- ACT shifting tool (CT / tubing conveyed);
- Multistage Mechanical Packer Jackal (optional, could be used in case of inability to close one of ports). Resettable packer, could be activated in any part of liner with axial CT movements, 680 atm (10 000 psi) rated.

Premium Ports + Jackal Description

Premium Ports + Jackal service relies on shifting fracturing ports with full-bore section (the detailed description could be found in the paper of Koloda and colleagues [1]), with CT manipulation to perform selective fracturing not only in new wells but in wells after any operational period. The service also can be used in workovers not only with individual fracturing ports but with all the ports in the well concurrently (description could be found in the paper of Burdin and colleagues [2]).

The service uses reusable fracturing ports. To perform the fracturing process, a special tool is used to shift the ports open or closed. All the shifting operations are handled with CT; there is no need to pull the CT out of the well before each fracturing operation. The fracturing fluid is pumped down the annulus of the frac string and CT. Another benefit of the technology is the possibility to add extra fracturing operations to the initially agreed program by making extra abrasive perforations with CT, if needed.

Such technology gives an opportunity to perform selective stimulations either at new wells or at wells in production while enabling the operator to close ports if gas or water breakthrough occurs or if well intervention or logging are required. The technology reduces

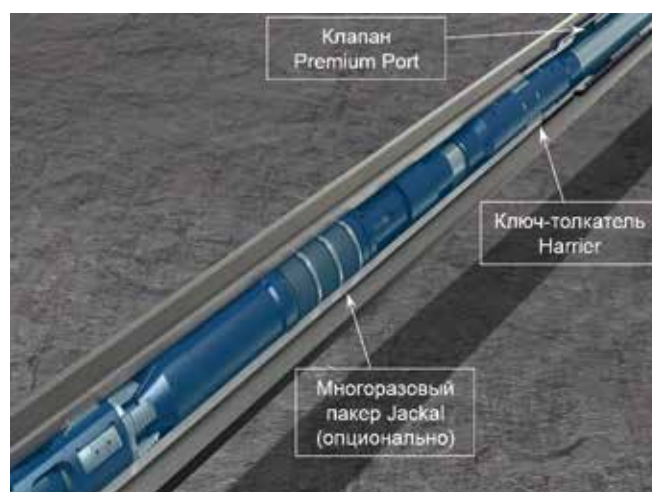


Рисунок 5 – Порт и ключ на ГНКТ
Figure 5 – Frac sleeve and shifting tool BHA

operational time by eliminating seat and ball milling and thereby enabling CT well cleanout without additional runs, while full bore completion doesn't restrict any subsequent well intervention or limit the number of stages. Treatments can also be performed in any sequence

На каждой скважине был проведен следующий комплекс мероприятий:

- Шаблонирование скважины с забойным двигателем и фрезой диаметром 95 мм. Данная операция позволит исключить последующий непроход с ключом диаметром 95 мм и в случае наличия забойного мусора проработать интервалы посадок для последующей нормализации со шламоуловителем.
- Нормализация со шламоуловителем является критичной и важной частью подготовки скважины к проведению операций по открытию/закрытию портов ГРП как с ГНКТ в скважине, так и в случае подъема после открытия. Исходя из сложившегося опыта на выполненных скважинах, наличие забойного мусора является стандартной практикой как для новых скважин, так и для скважин после эксплуатации. Нормализация ствола скважины со шламоуловителем позволяет извлечь крупный мусор, который в последующем может привести к осложнениям во время работы с ключом. Основной причиной данных осложнений является маленький зазор 4 мм между ключом 95 мм и внутренним диаметром хвостовика 99 мм, что приводит к осложнениям при работе по открытию/закрытию портов.
- Проведение МГРП с ГНКТ в скважине. Как отмечалось ранее, открытие/закрытие портов для последующего ГРП происходит без подъема ГНКТ на поверхность.
- Промывка скважины после проведения каждого ГРП и перед открытием портов.
- Открытие всех портов ГРП.
- Освоение скважины азотом.

Комплексный подход к проведению МГРП без подъема ГНКТ

Технология «Premium Port + Jackal» подразумевает установку сдвижных муфт равнопроходного диаметра в колонне 114 или 140 мм и может быть использована как в цементированном стволе, так и с разграничением стадий заколонными пакерами. Муфты активируются на ГНКТ с последующей закачкой ГРП по малому затрубью НКТ – ГНКТ, наличие специальной устьевой арматуры Fracguard позволяет производить совместный монтаж оборудования ГНКТ и ГРП.

Проведение МГРП с ГНКТ в скважине было возможно при применении специального оборудования, а именно:

- использование ГНКТ диаметром 50,8 мм обусловлено необходимостью обеспечить дохождение ГНКТ до необходимых глубин в горизонтальных участках скважины до 2000 м, проводить промывку скважин с эффективными расходами. Применение большего типоразмера труб влечет за собой использование более мощного силового оборудования, а именно: – для работы с новым типоразмером ГНКТ 50,8 мм использована инжекторная головка

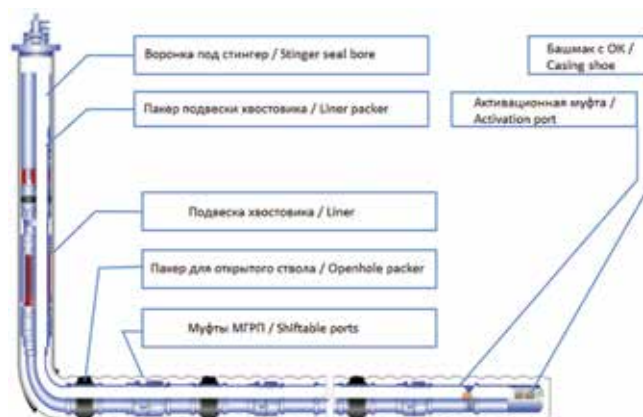


Рисунок 6 – Пример конструкции скважины при проведении МГРП по технологии «Premium Port + Jackal»

Figure 6 – Example of well schematic while performing «Premium Port + Jackal» operation

(1–2–3...10, or 3–1–2 sequence if needed). The service also enables maximized wellbore coverage and reservoir contact to increase production and recovery by achieving maximum control of fracture placement, sizing, and conductivity.

Each horizontal well in the Kondinskoe field was

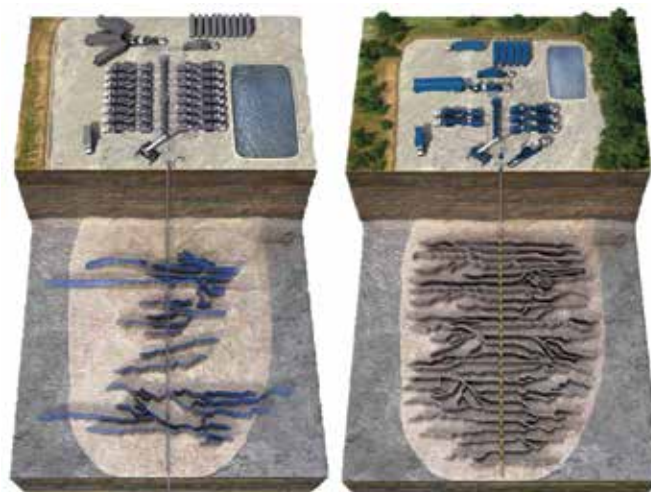


Рисунок 7 – Сравнение распределения трещин в горизонтальном стволе, слева стандартная технология МГРП, справа технология «Premium Port + Jackal»

Figure 7 – Comparison of fractures distribution along horizontal well, right «Premium Port + Jackal», left standard MSF technology

treated as follows:

- Well drifting with motor and milling tool with a diameter not less than 95 mm to ensure smooth work with each of the subsequent BHAs.
- Bottomhole cleaning with sludge extractor is a critical process in well preparation for shifting fracturing ports. Based on experience, we determined that bottom-hole sludge (Figure 8) is always presented in the well both at new and



Рисунок 8 – Результаты нормализации со шламочувствителем

Figure 8 – Bottomhole sludge, removed from the well with a sludge extractor

повышенных мощностей, более вместительные барабаны, а также силовые агрегаты для обеспечения необходимых мощностей в процессе производства работ.

- Крестовина с протектором для ГНКТ.

В состав противовыбросового оборудования, смонтированного на устье скважины, обязательно входит специальная крестовина с протектором для ГНКТ. Протектор является необходимым для обеспечения защиты ГНКТ от эрозии проппантом при проведении ГРП.

- Гидравлический осциллятор 73 мм позволяет достигать забоя с ГНКТ и доводить дополнительную нагрузку на порт для открытия/закрытия порта ГРП, а также создавать осевые и радиальные нагрузки на порт, что также помогает при его открытии/закрытии.

Инструмент является опциональным и может быть включен в состав КНК в зависимости от глубины скважины и коэффициента трения. Активация инструмента происходит путем закачки жидкости через ГНКТ. При активации осциллятора создаются вибрации, за счет чего происходит создание дополнительной нагрузки на забое.

Изоляция последовательных стадий может осуществляться путем закрытия предыдущей муфты ГРП. Таким образом, использование многофазового механического пакера Jackal возможно в качестве дополнительного инструмента в случае невозможности изоляции стадии ГРП путем закрытия муфты. Отличительной особенностью технологии является ее модульность и возможность открытия и закрытия муфты ГРП одним и тем же инструментом-ключом в компоновке ГНКТ

workover wells, as explained by Burdin and colleagues [2]. Large pieces of sludge could lead to complications during jobs inside the well because of the small (4-mm) clearance between the shifting key and liner ID.

- MSF with CT inside the well. Frac ports are shifted in any sequence without pulling CT out of the well.
- Cleanout after all fracturing operations but before reopening all the fracturing ports.
- Open all fracturing ports.
- Nitrogen lifting operations.

Integrated Approach Premium Ports + Jackal with CT in the Well

Technology Premium Port + Jackal uses 4.5- or 5.5-in fullbore liners and can be used in cemented or uncemented wells. Sleeves are activated with CT after stimulation through the CT/frac string annulus. In addition, a FracGUARD* isolation head allows simultaneous rig-up of coiled tubing and fracturing equipment.

The possibility of execute MSF with CT inside the well is possible only with special equipment:

- CT with pipe diameter of 50.8 mm (2 in.) to ensure strength to reach total depth in the horizontal section up to 2000 m and deliver the rates necessary for postjob cleanouts. The large tubing diameter also necessitated an injector head with increased power, and extra power units.
- Special FracGUARD* with protector for CT. (Figure 9). This FracGUARD* needs to protect the CT from erosion with proppant during fracturing operations.
- 73-mm oscillator to help the CT reach target depths and deliver extra loads to shift frac ports. The tool is optional and is be used when needed, depending on the well's depth and friction



Рисунок 9 – Специальная устьевая арматура FracGUARD*

Figure 9 – Specially designed FracGUARD* isolation head

или НКТ. Таким образом, открытие может проводиться практически неограниченное количество раз и без подъема ГНКТ.

Основные преимущества технологии при условии предоставления комплексного сервиса по услугам заканчивания, ГНКТ и ГРП компании «Шлюмберже»:

- обширный мировой опыт по проведению МГРП по данной технологии и успешный опыт в РФ;
- технологически практически неограниченное количество стадий ГРП;
- возможность детального выбора точек инициации трещин ГРП в случае установки в цементированном хвостовике;
- наличие равнопроходного хвостовика, в случае заканчивания со сдвижными муфтами ГРП – отсутствие необходимости разбурирования седел/пробок ГРП;
- возможность проведения селективного повторного ГРП в ранее не стимулированных зонах;
- наличие устьевого оборудования FracGUARD*, позволяющего производить ГРП без подъема ГНКТ из скважины;
- возможность записи забойных давлений на автономный прибор при проведении ГРП;
- углубленная оценка рисков и комплексный подход к подготовке совместного плана работ (заканчивание + ГНКТ + ГРП), как результат – минимизация рисков при проведении работ;
- совместимость оборудования (например, совместимость типоразмеров забойного и устьевого оборудования по всем трем сервисам; вывод необходимых параметров с ГНКТ в ГРП и обратно и пр.);
- возможность быстрого согласования изменений в процессе работ между всеми тремя сервисами (результат: уменьшение общего времени выполнения работ);
- оптимизация используемого вспомогательного оборудования на кустовой площадке (АКН, ЦР, ППУ, ЦА, АДПМ и пр.).

Опыт применения технологии «Premium Port + Jackal» на Кондинском месторождении

В период с июня по сентябрь 2018 года были проведены первые многотоннажные МГРП с ГНКТ в скважинах на Кондинском месторождении, с тоннажем проппанта до 100 тонн на один порт. Все работы на Кондинском месторождении проводились на терригенных коллекторах группы АС.

Так, средний расход закачки при проведении ГРП составил 3,5–2,8 м³/мин, максимальная концентрация проппанта составляла 900 кг/м³, использовался проппант фракции 20/40 и 16/20 на всех портах. На каждый порт в среднем было закачено 230–250 м³ жидкости при проведении основного ГРП. Среднее давление закачки ГРП составило 400 атм., что на 80–100 атм. выше, чем при проведении ГРП на скважинах, где

coefficient. The oscillator creates vibration and additional loads that help CT move in the well.

Resettable mechanical packer to be used as an additional tool if a sleeve is unable to close. A distinctive feature of the technology is its modularity and the ability to open and close the sleeve with the same shifting tool on CT or tubing. Thus, the opening/closing cycles could be carried out unlimited number of times without additional CT runs.

The main advantages of integrating the completion, coiled tubing and fracturing services are:

- extensive international experience of MSF with this technology and successful experience in the Russian Federation;
- technically unlimited number of frac stages;
- ability to select precise fracture initiation points with a cemented liner;
- Full-bore construction, which eliminates drilling seats and balls;
- The possibility of selective refracturing;
- Ability to perform fracturing while CT is in the well;
- Ability to record bottomhole pressure with memory gauges during hydraulic fracturing;
- In-depth risk assessment and integrated approach, minimizing risks;
- Hardware compatibility (for example dimensions of downhole and wellhead equipment, job parameters, and acquisition systems);
- Ability to manage change rapidly and safely, operational time;
- Reduced operational footprint.

Experience of «Premium Port + Jackal» Technology application at Kondinskoe Field

First heavy-tonnage MSF with CT inside the well were from June to September 2018 in the Kondinskoe field, with tons of 100 tons proppant per fracturing port. All the fracturing treatments were performed in the terrigenous AS group reservoirs in the Kondinskoe field.

An average slurry rate was 3.5–2.8 m³/min, with maximum proppant concentration of 900 kg/m³ of 20/40 and 16/20 mesh proppant at all ports. On average, 230–250 m³ of liquid was pumped during the main job at every port. The average treating pressure was 400 atm, which is 80 to 100 atm more than we typically observe when pumping without CT in the well. Maximum treating pressure was 550 atm, a limitation related to having CT in the well during the fracturing operations.

An additional advantage of technology MSF with CT inside the well is the ability to monitor pressure inside CT while performing fracturing. The average pressure inside the CT was 180–200 atm. Pressure inside the CT is characteristic of bottomhole pressure (BHP),

использовалась «шаровая» технология открытия портов. Максимальное рабочее давление во время проведения ГРП составляло 550 атм., что обусловлено нахождением ГНКТ в скважине, при проведении ГРП.

Дополнительным преимуществом технологии проведения МГРП с ГНКТ в скважине является возможность мониторинга давления в ГНКТ при проведении ГРП (среднее поверхностное давление в ГНКТ в нашем случае составляло 180–200 атм.), при этом давление в ГНКТ является относительным показателем забойного давления, так как при проведении ГРП происходит закачка в ГНКТ жидкости с неизменными характеристиками, с одинаковой скоростью прокачки через ГНКТ. При данных условиях изменение давления в ГНКТ свидетельствует об изменении забойного давления в скважине, что в свою очередь помогает своевременно реагировать флотам ГРП и ГНКТ для предупреждения осложнений в процессе ГРП.

Выводы

На Кондинском месторождении была успешно внедрена новая система заканчивания МГРП Premium Ports + Jackal на пяти многостадийных скважинах. Было использовано от 8 до 10 портов ГРП на каждой скважине, что соответствует 46 успешно проведенным операциям ГРП на протяжении всех работ. Во время данных работ всего было закачено 3434 т проппанта.

- Число стадий/портов без смены инструмента – 10 шт.
- Масса проппанта без смены инструмента – 840 тонн.
- Кол-во СТОП отмыто без дополнительного СПО – 1 стадия/порт.
- Максимальное количество многотоннажных ГРП в сутки на территории РФ – 3 стадии.

Сняты все опасения по несовместимости данной технологии с многотоннажными ГРП.

По результатам работ сделали вывод, что существует большой потенциал для применения данного типа операций в ближайшем будущем как в России, так и за рубежом. ☉

ЛИТЕРАТУРА

1. Колода А.В., Морозов О.Н., Панарин А.Т., ООО «ГАЗПРОМ НЕФТЬ ШЕЛЬФ», Мухаметшин И.Р., Булыгин И.А., Шестов С.А., Ксенофонтова А.А., «Шлюмберге». SPE 176511 «Применение технологии PremiumPort для проведения поинтервальной обработки пласта с возможностью регулирования профиля приемистости на нагнетательных скважинах Приразломного месторождения», SPE Russian Petroleum Technology Conference, 26–28 October 2015, Moscow, Russia.
2. Бурдин К.В., Стародубцева К.А., Деменчук И.А., Сериков Д.А., «Шлюмберге», Мазитов М.Р., Валиуллин А.С., ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь». SPE-182123 «Успешный опыт проведения подготовки скважины с ГНКТ для повторных МГРП на компоновках со сдвижными муфтами на скважинах после 2-летней эксплуатации», SPE Russian Petroleum Technology Conference, 2016, Moscow, Russia.

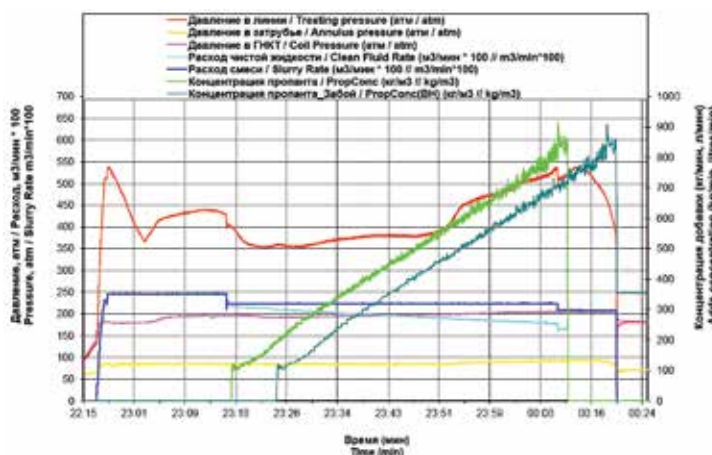


Рисунок 10 – Проведение 70-тоннажного ГРП на Кондинском м/р, с ГНКТ в скважине

Figure 10 – 70-t fracturing job at Kondinskoe field with CT inside the well

because during fracturing we pump linear gel into the CT with constant rate and fluid properties. This enables rapid response to bottomhole pressure in order to prevent possible problems during fracturing.

Summary

Premium Ports + Jackal with CT inside the well has successfully implemented at 5 wells in the Kondinskoe field, KhMAO. Each well was equipped with 8 to 10 fracturing ports for a total of 46 successful fracturing operations during the period of work, with a total of 3434 tons of proppant pumped.

- Number of stages / ports per BHA: 10.
- Proppant pumped per BHA: 840 t.
- Number of screenout cleaned out without an additional CT run: 1
- Maximum frac stages per 24 hours: 3

All concerns about the incompatibility of this technology with multi-tonnage fracturing

To summarize, the technology described at the paper has a large potential for future implementation in Russia and abroad in the nearest future. ☉

REFERENCES

1. Koloda A.B., Morozov O.N., Panarin A.T., "Gazprom Neft Shelf LLC", Muhametshin I.R., Bulygin I.A., Shestov S.A., Ksenofontova A.A., "Schlumberger". SPE 176511 «The First Application of Premium Port Technology to Conduct Zonal Stimulation and the Ability to Control the Well Injectivity Profile on a Unique Offshore Field in the Arctic (Russian)», SPE Russian Petroleum Technology Conference, 26–28 October 2015, Moscow, Russia.
2. Burdin K.V., Starodubtseva K.A., Demenchuk I.A., Serikov D.A., "Schlumberger", Mazitov M.R., Valiullin A.S., LLC LUKOIL-Western Siberia SPE-182123 "Successful CT Intervention for Re-Frac on Horizontal Oil Well After 2 Years of Production Completed with Full Bore Liner with Frac Ports Controlled by Shifting Tool (Russian)", SPE Russian Petroleum Technology Conference, 2016, Moscow, Russia.

Проведение селективных обработок (ГРП/КГРП/ОПЗ/РИР/СКО) с применением двухпакерных надувных многоразовых компоновок

К.А.КАРИМОВ, директор по развитию бизнеса и новым технологиям ООО «Пакер Сервис»

За последние 5 лет в российской нефтегазовой отрасли сложилась тенденция к увеличению горизонтального бурения с многостадийными ГРП, и по состоянию на 2018 год во многих нефтегазодобывающих компаниях данный сегмент составляет 40% от общего эксплуатационного бурения. К сожалению, основной вид заканчивания данных горизонтальных скважин (активация муфт МСГРП сбросом шара) не предусматривает проведение повторного ГРП, и, учитывая необходимость проведения повторных интенсификаций, сложилась острая проблема подбора технологий для проведения повторных обработок.

На рынке РФ существует два основных метода проведения селективных обработок: применение химических отклонителей и селективные пакеры. У каждого вида существуют свои преимущества и недостатки.

Начиная с 2016 года ООО «Пакер Сервис» начало применять технологию RITTS (resettable inflate treating test system) – многоразовую надувную систему для проведения селективных обработок. В данной статье приведен пример одной из первых работ, где была успешно проведена работа с проведением 4-стадийной селективной кислотной обработки в открытом стволе в Красноярском крае.

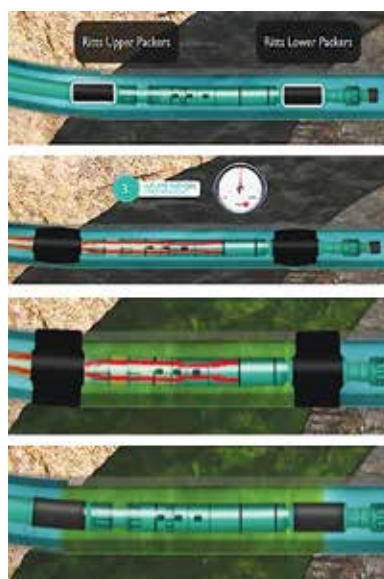
Основные преимущества данной технологии по сравнению с аналогами:

1. Множественные посадки пакеров (до 24) и, соответственно, обработки за 1 СПО инструмента.
2. Малый габарит пакеров в транспортном положении и коэффициент расширения до 3.
3. Возможность спуска как на НКТ, так и с ГНКТ.
4. Система может применяться как одним пакером, так и с 2-пакерной компоновкой.
5. Возможно применение в открытом стволе, обсадной колонне, вертикальной, наклонно-направленной или горизонтальной скважине.
6. Оперирование системой происходит без вращения транспортной колонны.



1 – спусковой инструмент; 2 – верхний пакер; 3 – патрубок с перфорированными портами; 5 – НКТ для разобщения; 6 – нижний пакер.

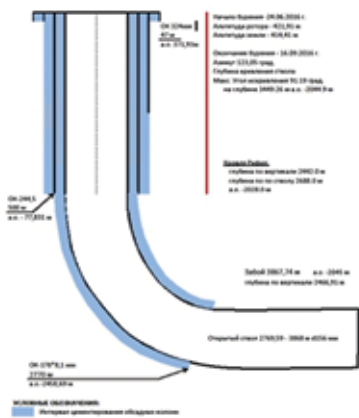
Рисунок 1 – Основные элементы компоновки



1. Спуск и установка пакерной системы в первый интервал стимуляции
2. Сброс шара/пробки и создание давления в камере для активации пакеров
3. Проведение работ по ОПЗ/КГРП/ГРП закачкой в межпакерный интервал
4. Натяжение инструмента для открытия камеры и сдувания пакеров и перехода в следующий интервал

Рисунок 2 – Последовательность работ

7. RITTS-пакеры оснащены высокопрочными надувными элементами с армированным кабелем.



- Открытый (необсаженный) ствол – 155,6 мм;
- Длина ствола – 1100 м;
- Карбонатный трещиноватый коллектор;
- Выбрано 4 интервала обработки по 100 м (межпакерный интервал);
- По 20 м³ (12% HCl) на каждый интервал.

Рисунок 3 – Скважина-кандидат

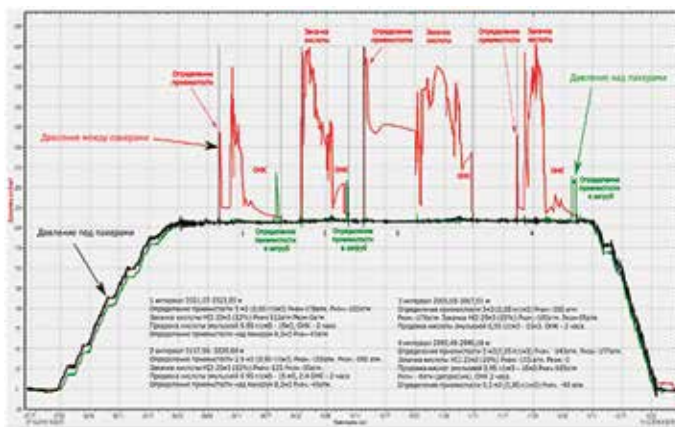


Рисунок 4 – Показания забойных параметров (манометры давления и температуры)

Проведение работ

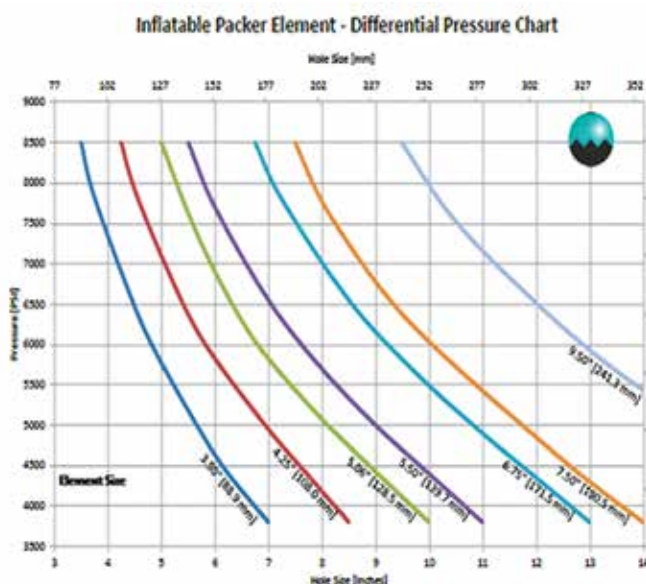


Рисунок 5 – Величина перепада давления в зависимости от габарита пакеров и размера колонны/ствола скважины

Рекомендации к дальнейшему применению

1. Применение надувных многоразовых пакерных систем зарекомендовало себя как одно из перспективных решений по селективной стимуляции горизонтальных скважин.
2. Данные с забойных манометров подтвердили герметичность пакеров и соответствие необходимого перепада давления между пакерами, обеспечивающего селективность обработок.
3. Возможность изменения межпакерного интервала (от 10 до 150 м) для выбора оптимального интервала обработки.
4. Возможность проведения множественных обработок за одну СПО.
5. Возможность спуска как с применением НКТ, так и с ГНКТ.
6. Возможно применение при проведении повторных МСГРП в горизонтальных скважинах (обсаженные стволы) как кислотным, так и проппантным ГРП.

Также ООО «Пакер Сервис» применяет другие виды 2-пакерных компоновок, представленные нижним многоразовым осевым пакером и верхними двойными манжетными уплотнительными элементами (Сир). С применением данных компоновок также возможно проводить повторные ГРП в горизонтальных скважинах с предварительной подготовкой ствола скважины, а именно: разубивание под номинальный диаметр, райбирование, скреперование. Подготовка ствола скважины является важным моментом при проведении работ с применением селективных пакеров, и успешность и эффективность работ связана с правильным подбором внутрискважинного оборудования и профессионализмом технического персонала.

ООО «Пакер Сервис», имея возможность предоставления интегрированного сервиса – Заканчивание скважин/Проведение ГРП/Применение ГНКТ/Внутрискважинное оборудование и имея опыт, предлагает своим Заказчикам полный комплекс услуг при проведении повторных ГРП. ☺



Рисунок 6 – Селективный пакер

Тезисы Международной конференции и выставки по кольтюбингу и внутрискважинным работам SPE/ICoTA (часть 2)

SPE/ICoTA Coiled Tubing & Well Intervention Conference & Exhibition 2018 Abstracts (Part 2)

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

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

СЕКЦИЯ 5. Обмен знаниями на стендах I

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

Сравнение технологий очистки ствола скважины: управление с устья и применение контрольно-измерительной аппаратуры

М. Дрезел, Д. Шульц, Р. Меннем, Schlumberger

Контрольно-измерительная аппаратура и возможность управления с устья позволяют повысить эффективность очистки ствола скважины на кабеле. Планирование работы с использованием данных с предыдущих работ, а также данных, полученных в реальном времени, позволяет получить ощутимый результат. В статье приводится сравнение двух технологий очистки ствола скважины на кабеле: дается оценка производительности, эффективности очистки, производственных факторов, а также данных, полученных с помощью измерения в реальном времени.

Во время процесса очистки ствола скважины с помощью щеток на экран выводятся кривые рабочих характеристик, по которым можно выявить корреляцию между такими параметрами, как угловая скорость вращения, крутящий момент, передаваемая на забой мощность. В статье представлены модели производственных параметров, с помощью которых можно провести планирование до начала работы, а также интерпретацию данных, полученных в реальном времени, для уточнения целей очистки.

Повышение эффективности и надежности работ по установке цементных мостов на кабеле

К. Ву, П. Чамарти, А. Линдси, Д. Томпсон, Halliburton

Цементные мосты являются широко используемым методом изоляции интервалов и консервации скважин. В статье рассмотрена текущая технология установки цементных мостов на кабеле, выявлены основные проблемы. Такие параметры цементного раствора, как прочность на сжатие и время застывания цемента, были определены с помощью испытания по стандарту API

SESSION 5. Knowledge Sharing ePoster I

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.

A Comparison of Instrumented and Surface-Controllable Rotary Honing and Brushing for Well Intervention

Dresel M., Schulz J., Mennem R.C., Schlumberger

Instrumentation and surface control improve the success rates and efficiency of wireline rotary brushing and honing. Data based operational planning and real-time data feedback allow for efficient operations with measurable outcomes. This paper compares two types of instrumented, wireline-powered rotary cleaning assemblies by assessing their performance, cleaning efficiency, operational factors, and real-time logging outputs.

Basic rotary brushing physics along with characterization curves of the systems explain the relationship between operational factors including rotational speed, torque, and downhole power requirements. Models of the operational factors were created so that preoperational planning and real-time data interpretation can be used to verify intervention objectives.

Methods and Processes to Help Improve the Operational Efficiency and Reliability of Wireline-Run Cement Plugs

Wu Q., Chamarthy P., Lindsey A., Thompson J.G., Halliburton

Cement plugs are a widely used well intervention method to achieve zonal isolation and well plug and abandonment. The current practice of cementing using wireline was reviewed on a system level to identify the primary challenges. Existing cement mix properties, such as compressive strength and wait-on-cement

RP 10B-2 (2013). Также была изучена работа цементных растворов в различных скважинных термобарических условиях. По итогам анализа существующих технологий были предложены и испытаны новые модификации растворов, а также новые способы транспортировки и смешивания растворов в полевых условиях. По результатам испытаний, характеристики существующих цементных растворов менялись при изменении температуры на 5 °C. Для установки качественного цементного моста необходимо точно знать температуру по стволу скважины и в соответствии с этим подбирать соответствующие присадки для каждого значения температуры. Возникновение перетоков флюидов при установке моста может привести к изменению температуры. Поэтому проблема повышения эффективности работ по установке цементных мостов является актуальной. Для уменьшения влияния температуры на характеристики цемента состав цементных растворов был модифицирован без изменения таких характеристик, как время застывания и прочность на сжатие. В статье приводится описание проблем и задач, стоящих перед технологией установки цементных мостов на кабеле, а также предложена простая и быстрая методика по повышению экономической эффективности и сокращению временных затрат. Также в статье описаны цементные растворы для выполнения работ с применением цементировочной желонки.

СЕКЦИЯ 6. Обмен знаниями на стендах II

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

Бурение на депрессии с применением ГНКТ: опыт на истощенных неглубоких скважинах

A. Мижевски, Т. Мижевски, AnTech Ltd; П. Хатгелакас, Chuck Henry Energy

В статье представлено описание работы по направленному бурению с применением ГНКТ, которая была выполнена для независимой добывающей компании в Аппалачском нефтегазоносном бассейне. Целью работы являлось вскрытие целевого пласта, который находился рядом с уже пробуренной вертикальной скважиной, с помощью бокового ствола. Мощность пласта составляла около 5 м, поэтому необходимо было производить точный замер глубины. Также было принято решение о вскрытии всего участка пласта на депрессии для предотвращения кольматации пласта.

Основной задачей работы было экономически эффективное сооружение горизонтального бокового ствола. Стратегия разработки месторождения предполагала минимизацию затрат, но для достижения поставленных задач было необходимо привлечь высокотехнологичное оборудование. Для выполнения работы потребовалось следующее оборудование: компоновка низа колонны для бурения диаметром 81,3 мм и специальное программное обеспечение для бурения на ГНКТ. Для выполнения работы был применен мультидисциплинарный подход. В комплект входных данных для планирования работы входили все типы сервисных услуг: 3Д-сейсмика, планирование траектории ствола скважины, инженерное сопровождение

(WOC) time, were characterized using standard API RP 10B-2 (2013) tests. The sensitivity of these mixes to various wellbore temperature and pressure conditions was also studied. Based on the understanding of the current practice, modifications of the compositions, packaging, and mixing procedures in the field were proposed and tested accordingly. Based on the experimental results, the properties of the current cement mixes showed high sensitivity to temperature variations as small as 10°F. To achieve a cement plug as expected, accurate knowledge of the well temperature profile and precise selection of the best additives for such small temperature intervals are necessary. If crossflow occurs, then setting a plug itself can change the temperature profile. This makes cement plug operations even more challenging during actual field practice. The cement mixes were modified and tailored to reduce their sensitivity to temperature without affecting the dump time and strength development. This paper discusses the challenges associated with wireline-run cementing operations and presents a simple and streamlined process developed to help reduce operational time and minimize costs. The study also discusses cement mixes customized for dump bailer operations.

SESSION 6. Knowledge Sharing ePoster II

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.

Underbalanced Drilling with Coiled Tubing: A Case Study in Marginal Shallow Wells

Miszewski Adam, Miszewski Toni, AnTech Ltd; Hatgelakas Peter, Chuck Henry Energy

This paper describes a recent Directional Coiled Tubing Drilling (DCTD) job that was completed for an independent operator in the Appalachian Basin. The objective was to access target zones identified adjacent to a recently drilled, vertical well using a lateral sidetrack. The target thickness was around 15ft so accurate depth control was critical. It was also considered essential that the entire reservoir section be drilled underbalanced to minimise formation damage.

The challenge was to deliver a productive horizontal sidetrack in an effective and cost-efficient manner. The field development strategy required costs to be kept to a minimum, but the use of high-tech equipment was essential to delivering the production improvements. A 3.2 inch DCTD Bottom Hole Assembly (BHA) and a specialised DCTD engineering software package were enabling technologies. A multi-disciplinary approach was adopted to plan and execute the sidetrack. This approach required

по бурению, заканчивание скважины.

В результате было произведено бурение бокового ствола из существующей непродуктивной скважины и получен приток флюида. Таким образом, эффективность технологии и мультидисциплинарного подхода были подтверждены. Выводы, сделанные из этой работы, позволяют оптимизировать процесс планирования подобных работ на следующих скважинах и повысить эффективность добычи на истощенных месторождениях.

Опытно-промышленные работы по газлифтному освоению истощенной скважины с применением ГНКТ в Колумбии

О.Альмейда, К. Кастанеда, Д. Хигуэра, М. Торрес, Ф. Портела, Equion Energia Limited

Опытно-промышленные работы по газлифтному освоению истощенной скважины с применением ГНКТ проводились в пласте с многокомпонентным флюидом в районе региона Касанаре на северо-востоке Колумбии. В данной статье представлен полный спектр операций данного проекта, начиная со стадии моделирования и заканчивая проведением работ, включая испытание скважины после установки газлифтных клапанов для освоения скважины с высокой обводненностью и низким газожидкостным фактором.

Газ под высоким давлением закачивался через традиционные ГНКТ диаметром 44 и 50 мм, рассчитанные на 750 атм, которые были спущены внутрь эксплуатационной колонны и подвешены на фонтанной арматуре. Данный способ был выбран для уменьшения затрат на повторное заканчивание скважины, исходя из малого бюджета. В рамках ОПР в конце 2015 года были проведены работы в трех скважинах. Это были первые работы по данной технологии с применением ГНКТ диаметром 44 и 50 мм в скважинах глубиной более 3600 м.

Основными сложностями, которые возникли при проведении работ, были контроль скважины после деактивации забойного клапана-отсекателя и открытия коренной задвижки, а также коррозия в результате воздействия углекислого газа. Результат опытно-промышленных работ по установке ГНКТ в трех скважинах был успешным. В данной статье описаны выводы, полученные по результатам работ, которые включают в себя: подбор скважины-кандидата, спуск ГНКТ, подбор материала трубы, внутрискважинные работы и оценку рисков, а также оценку эффективности всего проекта и работы по извлечению трубы после окончания проекта.

СЕКЦИЯ 7. Материалы и прочность

При проведении работ с применением ГНКТ в скважинах на шельфе важнейшей задачей является корректный подбор материала стали и измерение износа трубы. Производители ГНКТ постоянно повышают качество труб для уменьшения влияния различных факторов. Однако работы в еще более осложненных условиях (аномально высокие давления и температуры, абразивные флюиды, большие глубины) приводят к созданию новых моделей для испытания материалов на прочность. В данной секции доклады посвящены решению задач по поиску новых уникальных решений с помощью лабораторных исследований и реального промыслового опыта.

inputs to the planning process from all stages in delivering the well, which included: 3D seismic, well trajectory planning, drilling engineering, completions.

This project was ultimately successful in that a dry hole was re-entered and sidetracked to create a productive well, thereby validating the technology and multi-disciplinary approach of the team. The lessons learned from this operation can be used to optimise the planning of future wells and maximise the value of re-entering marginal wells and fields.

Back to Life by a Coiled Tubing Gas Lift Pilot Project in Colombian Foothill Wells

Almeyda Oscar, Castañeda Claudio, Higuera Josue, Torres Monica, Portela Fernando, Equion Energia Limited

A Coiled Tubing Gas Lift (CTGL) pilot project was implemented in a reservoir with a compositional fluid system in the Casanare foothills area in the northeast of Colombia. This paper presents the life cycle of the project from design to operation including production test results after installation to "revive" wells with high water production and very low gas liquid ratio.

High pressure gas was injected through conventional 1-3/4" and 2" 110 Kpsi coiled tubing, installed inside completion strings and hung to the Christmas tree to reduce cost of the project and avoiding recompletion of the well in a low-cost environment. A pilot project included three well was executed ending 2015, being a world first CTGL for 1-3/4" and 2" CT deployment beyond 12,000 feet.

Challenges for deployment of CT string, well control aspects, barriers for control upon disabling of DHSV and master hydraulic valve among of moderate CO2 corrosion impact were some of the risks associated to this project. A pilot installation on three wells was successful and this paper compiles lessons learnt from this process including candidate selection, deployment, material selection, well intervention and risk assessment among of operational performance and pipe recovery after end of project life.

SESSION 7. Materials and Integrity

How to intervene into offshore and subsea wells using coiled tubing has become an important issue in choosing the right material and measuring the fatigue of the material. Constant improvement implemented by CT manufacturers have reduced the influence of some of these causes. However, work in ever-more challenging well conditions (HP/HT, fluids, and depths) has resulted in creating new models for further testing of materials. This session focuses on how challenges are faced in new and unique solutions through discussion of operational case histories and laboratory testing.

Аварии с гибкими насосно-компрессорными трубами: опыт и последние решения

Т. Падрон, Крейг С., Baker Hughes a GE Company

Как показывает опыт, случаи преждевременной аварии неповрежденной ГНКТ из-за превышения усталости происходят крайне редко. Однако, несмотря на текущие технические средства мониторинга пластической усталости ГНКТ, аварии с трубами все же происходят. Ранее некоторые технические статьи описывали причины аварий с ГНКТ, которые произошли в период с 1994 по 2005 год. В данной статье представлен обзор аварий ГНКТ за последние 12 лет, а также сравнение этих аварий с теми, что произошли в предыдущий 10-летний период. Также в статье представлен обзор новых причин аварий с ГНКТ, которые произошли в более сложных скважинных условиях, а также обзор соответствующих способов предупреждения таких аварий.

Был произведен анализ главных причин всех аварий с ГНКТ, которые произошли в одной крупной сервисной компании. Результатом анализа является определение корректирующих действий для предупреждения таких аварий. Для анализа причин аварий были использованы статистические данные.

Несколько статей показывают, что примерно 80–90% всех аварий с ГНКТ в период с 1994 по 2005 год произошли по следующим причинам: коррозия, механическое повреждение, человеческий фактор и проблемы при производстве трубы. Действия, предпринятые сервисными компаниями за последние 20 лет для предупреждения аварий, а также повышение качества труб производителями позволили снизить влияние этих факторов. Однако работы в осложненных условиях (аномально высокие давления и температуры, большие глубины), необходимость использования труб большего диаметра и более высокой группы прочности, а также применение повторно используемых жидкостей приводят к появлению новых причин аварий с ГНКТ. Новыми причинами аварий с ГНКТ являются: микробиологическая коррозия, преждевременное превышение усталостного износа на сварных швах ГНКТ высокой группы прочности, а также механические повреждения, связанные с повышенным трением.

В данной статье представлено сравнение причин аварий, произошедших до 2005 года, с причинами аварий в сервисной компании за последние 12 лет (с 2006 по 2017 год). Произведен анализ изменения причин аварий, а также описаны новые причины аварий и способы их предупреждения.

Длительное хранение гибких насосно-компрессорных труб: опыт и выводы, полученные при исследовании труб на складе

К. Эллиотт, К. Вильямс, У. Ли, Э. Арриага, NOV Quality Tubing

Беспрецедентный спад в отрасли привел к избыточному запасу новых ГНКТ: трубы хранятся на складах производителей, а также на базах ГНКТ по всему миру. В данной статье описаны лучшие методики хранения ГНКТ, а также рекомендации, основанные на программе испытаний поврежденных при хранении труб.

Беспрецедентный спад в отрасли привел к избыточному

Past and Present Coiled Tubing String Failures-History and Recent New Failures Mechanisms

Padron T., Craig S.H., Baker Hughes a GE Company

As a result of many industry efforts, the premature fatigue failure of undamaged coiled tubing (CT) strings is almost negligible. However, despite the current understanding and control of low-cycle fatigue, CT string failures remain present in the industry. Several prior technical publications reviewed the causes and trends of CT string failures that occurred within the period of 1994 to 2005. This paper will review CT failures mechanisms and trends as observed over the last twelve years and compare them to the prior ten years period. It will also review the new failure mechanisms that have appeared with more challenging operational conditions and the associated actions taken to reduce their influence.

Within one major service company, all failures that occur are analyzed for the root cause(s) of failure. This results in the identification of corrective actions to avoid their recurrence. Statistical data is kept to observe trends on failure causes.

Several technical publications show that approximately 80% – 90% of CT string failures within the period of 1994 to 2005 were associated with corrosion, mechanical damage, human error, and string manufacturing problems. Actions taken in the last two decades by the CT services companies, and constant improvement implemented by CT manufacturers have reduced the influence of some of these causes. However, work in ever-more challenging well conditions (such as higher pressures, temperatures, and depths), the need to use larger-diameter and higher-strength CT, and the use of recycled fluids for the interventions, have created new issues and introduced new CT failure mechanisms. The new mechanisms within the industry include: microbiologically influenced corrosion (MIC), premature fatigue failures on bias welds of high-strength grades, and mechanical damage associated with pipe slippages.

This paper will compare the failure trends reported for the period before 2005 with the trends observed for this service company within the period of 12 years after 2005 (i.e., from 2006 to 2017). The changes in the failures trends are analyzed, and examples of the newer CT failure mechanisms and the mitigating actions taken are presented.

Long Term Storage of Coiled Tubing: Industry Best Practices and Conclusions Based on Evaluation of Stock Strings

Elliott K.J., Williams C.D., Li Y., Arriaga E., NOV Quality Tubing

запасу новых ГНКТ, которые хранятся на складе по меньшей мере 1 год. Программа испытаний позволяет провести исследование хранящейся на складе продукции посредством отбора образцов с разных участков трубы, включая сварные швы и материнский участок как с концов трубы, так и с центра. Также для тестирования отбираются участки ГНКТ в нижней части барабана (для оценки образования возможных отложений при хранении ГНКТ). Данные образцы тестируются на предмет усталостного износа, а также на наличие признаков коррозии.

Программа тестирования позволяет провести исследование различных ГНКТ разной группы прочности и разного внешнего диаметра. Образцы ГНКТ сравниваются с новыми трубами. Также путем визуального осмотра и удаления слоя ржавчины можно исследовать образцы на наличие признаков коррозии. Результаты исследований позволяют оценить качество хранения ГНКТ в различных условиях и в различные временные промежутки. Более того, исследования позволяют подтвердить, что ГНКТ любой группы прочности испытывают одни и те же проблемы при длительном хранении, поскольку любой сплав имеет похожий состав (высокопрочный низколегированный сплав).

Затем для определения причин возникновения дефектов результаты исследований сопоставляются с данными, полученными при использовании программного обеспечения. Если причиной дефектов является неправильное хранение труб, то для производителей ГНКТ будут предложены рекомендации по оптимизации процесса хранения. Данные рекомендации могут быть переданы сервисным компаниям, которые хранят ГНКТ на базах по всему миру.

Испытания, описанные в данной статье, являются первым способом анализа ГНКТ после длительного хранения с помощью разрушающего контроля для оценки влияния хранения на прочностные характеристики. В данной статье предлагаются инструкции по длительному хранению гибких насосно-компрессорных труб.

Лабораторные и полевые испытания ГНКТ, произведенных по новой технологии

Р. Ролович, Б. Рейчерт, Tenaris Coiled Tubes; С. Краверо, М. Вальдез, Tenaris

Новая технология производства ГНКТ с использованием сталей с улучшенным химическим составом и тепловой обработкой доказала свою эффективность в полевых условиях за последние 3 года. По сравнению со стандартными ГНКТ срок эксплуатации трубы, произведенной по новой технологии, в тех же условиях в тех же регионах оказался в 2–4 раза дольше. Основными причинами вывода из эксплуатации ГНКТ, произведенных по новой технологии, были механические повреждения, такие как задиры, канавки и вмятины. Данная статья представляет сравнение износа новых ГНКТ, которые получили механические повреждения при эксплуатации, с износом большого количества стандартных ГНКТ, которые эксплуатировались в тех же условиях в тех же регионах работ. Также в статье приводится сравнение результатов лабораторных испытаний поврежденных и неповрежденных ГНКТ с результатами испытаний стандартных ГНКТ с такими же повреждениями в

An unprecedented industry downturn has created surplus stock: new coiled tubing strings that have been stored at manufacturing facilities and at coiled tubing bases all over the world. This paper will address best practices for coiled tubing storage as well as recommendations based on the testing program for stock strings that have been destroyed.

An unprecedented industry downturn has led to a surplus of inventory of strings that have been stored for at least one year. This program will evaluate stored inventory by gathering samples at multiple locations of stored strings including bias welds and parent tubing from both ends and the center. Additional samples will be located on the bottom of the wrapping (to verify if residual fluids affect coiled tubing storage). These samples will be tested in low cycle fatigue and evaluated for the presence of corrosion pitting.

The low cycle fatigue testing program evaluates multiple stored strings, including different grades and outer diameters. The samples are compared against existing commercially available models and can also be visually examined (after the removal of any surface rust) for the presence of corrosion pits. The results of the testing program will allow for the comparison of performance against storage conditions and time. Additionally, it will provide an opportunity to confirm that all workstring grades experience similar storage issues (regardless of grade) as all grades have a similar alloy chemistry (high strength low alloy steel).

The test results will then be evaluated against commercially available modeling software to determine if storage corrosion led to defects, and if so provide some coiled tubing storage best practices that can be applied for coiled tubing manufacturers. These best practices can then be carried over to service companies storing the strings at their yards around the world.

This testing program is the first-ever destructive evaluation of coiled tubing strings after long-term storage to determine the effects of storage. The paper is expected to set guidelines for long-term storage of coiled tubing.

Laboratory and Field Performance of Mechanically Damaged New Technology Coiled Tubing

Rolovic R., Reichert B.A., Tenaris Coiled Tubes; Cravero S., Valdez M., Tenaris

The new coiled tubing (CT) manufacturing technology that uses new steels with optimized chemical compositions and full microstructure transformation heat treatments has been proven in field applications over the last three years. The observed useful field life is typically two to four times longer than the life of comparable conventional CT strings in similar operations in the same operating regions. The most common reason for the new technology CT string retirement or failure has been CT string mechanical damage, such

таких же условиях. Для испытаний поврежденных труб использовались полноценные образцы ГНКТ. На определенных участках с определенной толщиной стенки производилось поперечное отрезание труб. Затем образцы помещались в стенд для испытания на усталостную прочность при различных внутренних давлениях. Также на данном стенде производилось испытание образцов с механическими повреждениями для оценки оставшегося срока эксплуатации с повреждениями.

Результаты лабораторных испытаний показали, что группы прочности ГНКТ, произведенных по новой технологии, имеют большое преимущество перед группами прочности стандартных ГНКТ, которое выражается в большем сроке эксплуатации трубы, даже когда более высокая группа прочности HT-125 новых ГНКТ сравнивается с более низкой группой прочности CT-110 стандартных ГНКТ. Испытания образцов новых ГНКТ с повреждениями показали, что даже после относительно серьезного повреждения труба еще может эксплуатироваться достаточно долгое время. Промысловые данные показали, что срок эксплуатации новых ГНКТ с механическими повреждениями превышает срок эксплуатации стандартных ГНКТ CT-110 и CT-100 в среднем в 2 раза при условии одинаковых условий и районов работ. Данный вывод позволяет сказать, что ГНКТ, произведенные по новой технологии, более устойчивы к повреждениям, а это позволяет снизить риски эксплуатации и затраты и обеспечить длительную и надежную эксплуатацию ГНКТ даже в случае повреждений при эксплуатации в сложных условиях.

Характер износа концентрических ГНКТ

Г. Любке, Quantum Downhole Systems; С. Тунтон, Университет Талсы

В данной статье представлено исследование характера износа концентрических ГНКТ, в частности влияние давлений в трубном и затрубном пространствах на срок службы труб и показатель увеличения диаметра. Полученные данные сравниваются с данными по износу стандартных труб с помощью образцов идентичного материала. Для сравнения также проводилось моделирование с помощью программного обеспечения. Для испытания образец ГНКТ диаметром 31,75 мм был расположен концентрически внутри образца ГНКТ диаметром 60 мм. Оба образца были подвергнуты циклическому изгибу на стандартном стенде по испытанию износа ГНКТ. Давление внутри образца малого диаметра и давление в затрубном пространстве между образцами были разными. На текущий момент в статьях SPE нет упоминания о проведении испытаний концентрических ГНКТ. Для проведения испытаний использовался типовой стенд для оценки стандартных ГНКТ. Однако в статье описан первый в мире опыт испытаний износа концентрических ГНКТ.

Для испытаний были выбраны образцы малого диаметра, которые располагаются внутри, поскольку целью испытания является анализ причин выхода из строя именно этих образцов. Результаты испытаний сопоставлялись с текущими моделями износа ГНКТ. Образцы концентрических труб были испытаны на том же стенде, с теми же настройками и с технологией специального зажима, который позволяет внутреннему

as gouges, plough marks and dents. In this study the field life of new technology strings mechanically damaged in field operations is compared to the field life of a large population of similar conventional CT strings used in similar operations in the same regions. Additionally, laboratory testing results for both undamaged and damaged CT are presented and compared to conventional CT results for the same CT damage and test conditions. Full size CT samples were used for laboratory testing of damaged CT. Sharp transverse tubing cuts were made to specific wall thickness depths and tested in the standard fatigue machine to failure under different internal pressures. Some samples with operational damage were also tested in the fatigue machine to determine the remaining life of CT strings with real-life field damage.

Laboratory test results show that the new technology CT grades do not only keep the large advantage observed for undamaged CT but also increase the fatigue life advantage for the same CT damage, even when the higher strength HT-125 grade is compared to the lower strength conventional CT-110 grade. Testing of new technology CT sections containing real-life operational damage shows that there is still a substantial life remaining even after relatively severe CT damage. Field data show that mechanically damaged new technology CT strings have had, on average, more than twice as long operational life compared to the average operational life of conventional CT-110 and CT-100 strings used in similar operations in the same regions. This shows that the new technology CT is more damage tolerant, which provides additional reductions in operational risks and cost and enables more reliable and longer CT string utilization even when the CT string suffers damage of usual operational nature and severity.

The Fatigue Behavior of Concentric Coiled Tubing

Luebke Garrett, Quantum Downhole Systems; Tipton Steven M., University of Tulsa

This paper investigates the fatigue behavior of Concentric Coiled Tubing (CCT) and specifically the influence of internal and annular pressures on fatigue life and diametral growth rate. This behavior is assessed relative to that of conventional Coiled Tubing (CT) using samples of identical material, with software modelling predictions providing an additional basis for comparison. Samples of 1.25" CT were situated concentrically within samples of 2.375" CT, and both were repeatedly bent and straightened on a standard CT fatigue testing system, with separate pressures in the inner volume and the annular volume between the CT samples. Current SPE literature does not include prior art for any type of concentric coiled tubing fatigue testing or analysis. The testing apparatus used in this study is the industry standard for the assessment

образцу смещаться по направлению своей оси под давлением. По результатам испытания был составлен график с различными значениями давления в трубном и затрубном пространствах. Во время всех испытаний давление окружающей среды было атмосферным. Также было изучено расположение продольных швов контактной сварки на обоих образцах.

На данный момент для оценки срока службы концентрических ГНКТ используют стандартную модель износа ГНКТ с учетом дифференциальных давлений, вызванных давлением во внутренней трубе, давления в малом затрубном пространстве и давления в скважине. Если давление можно измерить с достаточной степенью точности, то измерение других параметров может быть недостоверным. Наличие продольных швов контактной сварки может затруднить оценку таких факторов, как влияние радиальных напряжений на стенку трубы и размыв затрубного пространства. При моделировании предполагается точная соосность малой и большей ГНКТ, однако в реальных промышленных условиях взаимное расположение труб меняется по длине. Результаты настоящего исследования включают в себя эксплуатационный коэффициент, анализ аварий с ГНКТ (в том числе оценку влияния размыва участков ГНКТ с продольными швами контактной сварки), анализ увеличения диаметра, а также рекомендации по проведению испытаний.

Вращение ГНКТ и увеличение диаметра

*К. Ньюман, П. Келлехер, Athena Engineering Services;
Д. Рэйн, Ч. Кай, Jason O&G*

Тот факт, что ГНКТ может вращаться во время работы, не включен в текущую модель оценки износа ГНКТ. Также в процессе эксплуатации ГНКТ происходит увеличение диаметра и удлинение трубы. Почти всегда испытания на износ проводятся без вращения образца ГНКТ. Текущие модели оценки увеличения диаметра ГНКТ предоставляют завышенные значения темпа увеличения диаметра.

На текущий момент результаты исследований уже показали, что вращение ГНКТ влияет на срок службы. Расчеты износа ГНКТ без учета вращения показывают заниженные значения. Также исследования показали, что вращение ГНКТ не объясняет причины завышенных значений темпа увеличения диаметра. На текущий момент считается, что осевая нагрузка (вес) ГНКТ вызывает удлинение трубы и уменьшение диаметра, что снижает темп увеличения диаметра. Также возможным фактором является уменьшение диаметра из-за цепей инжектора. В разрабатываемой модели оценки износа/пластической усталости ГНКТ будет предпринята попытка учесть влияние вышеописанных факторов. В данной статье представлены испытания ГНКТ на износ с учетом вращения и изменяющегося давления, которое используется для обоснования модели. Также в статье представлены лабораторные исследования с применением устройства, измеряющего показатели вращения.

СЕКЦИЯ 8. Решения для внутрискважинных работ

Все более сложные условия внутрискважинных работ предоставляют возможность для применения уникальных технологий для решения поставленных задач.

of conventional coiled tubing, however this paper presents the world-first experimental study of concentric coiled tubing fatigue.

Since the testing focused on the failure of the smaller diameter samples, baseline fatigue tests were only conducted on the smaller, inner coiled tubing samples. These results are cross referenced to current fatigue models. Concentric samples were tested on the same machine and setup parameters, using special fixturing that allowed the internal sample to move axially on one end, with its pressure contained. A matrix of pressure differentials was examined, with various levels of inner and annular pressures. The exterior pressure was atmospheric for all tests. The orientation of the longitudinal Electric Resistance Welding (ERW) seams in both samples was examined in this study.

The current approach to monitor CCT fatigue integrity is to use a conventional CT fatigue model, based on the differential pressures caused by the inner CT pressure, annular CCT pressure, and well pressure. While pressure may be monitored accurately, uncertainties exist with regards to the influence of radial stress in the tube wall and factors such as mechanical abrasion between the inner and outer coiled tubing strings, especially due to the presence of internal longitudinal ERW seams. Current models assume perfect concentricity; however, eccentricity varies throughout the string in real-world applications. Results from this study include an empirical derating factor, post mortem failure analysis (including assessment of the influence of ERW seam abrasion), diametral growth analysis, and recommendations for future testing.

Rotation and Diameter Growth of Coiled Tubing

Ken Newman, P.E., Kelleher Patrick, Athena Engineering Services; Rain David, Cai Charlie, Jason O&G

The fact that coiled tubing (CT) rotates when used is not currently included in CT fatigue models. The CT also experiences diametrical growth and elongation. Almost all fatigue testing is done without rotating the CT sample. Diameter growth models based on these fatigue tests have over predicted the amount of diametrical growth.

This ongoing work has already shown that rotation affects the fatigue life. Fatigue life calculations without rotation are usually conservative. It has also shown that rotation does not explain the over prediction of diametrical growth. It is currently believed that the axial force (weight) in the CT causes elongation and a diametrical decrease, which reduces the diametrical growth. It is also possible that the injector chains cause some reduction in diameter. The fatigue/plasticity model being developed will attempt to answer more of these questions. This paper presents fatigue testing with rotation and with varying pressures, which is being used to

В данной секции представлены доклады о применении инновационных технологий внутрискважинных работ на кабеле и ГНКТ, которые позволяют успешно достигать поставленных целей.

Применение ориентируемого спускаемого на электрическом кабеле прибора для очистки с целью извлечения газлифтного клапана из боковой мандрели в условиях скопления шлама в скважине с большой интенсивностью набора угла

С. Мурчи, Д. Джертстен, М. Гродем, М. Сатревик, Э. Озаланд, П. Соренсен, ALTUS Intervention; С. Хансен, INEOS DeNoS

Заказчик поставил задачу замены негерметичного газлифтного клапана для восстановления дебита скважины. Боковая газлифтная мандрель была установлена на участке с большим углом в нижней части ствола, что привело к скоплению шлама внутри газлифтного клапана и рядом с ним, что затрудняло его извлечение. Испытания по захвату газлифтного клапана в условиях скопления шлама, проведенные на поверхности, не дали результата, даже с применением ясса.

Для оптимизации добычи боковые газлифтные мандрели устанавливаются на больших глубинах для закачки газа в НКТ на более глубоких участках скважины. Установка боковых газлифтных мандрелей в участках скважины с большим углом увеличивает риск попадания в них шлама, как произошло с данной скважиной. Для удаления шлама из боковой газлифтной мандрели было разработано инновационное техническое решение с использованием направляющего патрубка, который спускается в скважину на электрическом кабеле вместе со скважинным всасывающим трактором с боковым приемным соплом.

Испытания технологии были произведены на специальной установке, которая моделировала участок скважины с большой интенсивностью набора угла и условия скопления шлама. При испытании был произведен анализ соосного расположения сопла и промывочной способности для предполагаемого типа шлама. Испытания были успешно проведены, что позволило укрепить уверенность заказчика в успешном результате. Для доставки устройства извлечения газлифтного клапана в искривленный участок ствола скважины был необходим скважинный трактор, спускаемый на электрическом кабеле. После СПО для спуска шаблона и СПО для установки пробки в скважину был спущен трактор с приемным соплом. Из участка установки газлифтного клапана было извлечено 2 литра песка. Следующая СПО позволила успешно извлечь поврежденный газлифтный клапан. Затем в скважину был установлен новый клапан.

Данная работа позволила подтвердить, что применение вышеописанной технологии является высокоэффективным, быстро проектируемым и успешно испытанным решением для очистки боковой газлифтной мандрели с помощью устройства, спускаемого на электрическом кабеле.

Новая система инициации зарядов позволяет повысить безопасность, надежность и эффективность работ по перфорации

С. Абоелнага, Д. Остин, Ф. Гарсиа-Осуна, К. Гудман, А. Фаярд, Schlumberger; С. Болоден, Sonatrach; У. Моххамед, Badr El Din Petroleum Company

validate the model. Lab measurements made with a rotation measuring device are also presented.

SESSION 8. Well Intervention Solutions

Conditions faced during well intervention present opportunities to adopt unique solutions to address the varying challenges. This session covers technology introductions and deployment of innovative techniques in both wireline and coiled tubing service that enable successful delivery of intervention objectives.

Electric Line Deployed Orientated Suction Cleanout Device Enables Gas Lift Valve Retrieval from Debris Blocked Side Pocket Mandrel in a Highly Deviated Well

Murchie Stuart, Gjertsen John, Grødem Magne, Sætrevik Martin Severin, Osaland Espen, Sørensen Peter Lykke, ALTUS Intervention; Hansen Steen Korsgaard, INEOS DeNoS

The client had a leaking gas lift valve (GLV), which needed to be replaced to restore the integrity of the well. The side pocket mandrel (SPM), was located at a high angle part of the well, positioned on the low side and sand debris had accumulated in and around the GLV, impairing its retrieval. Tests carried out on surface to attempt to latch a GLV through the sand proved ineffective, even with jarring.

To further optimise production, SPMs are being installed at increasing well depths, enabling deeper gas injection into the tubing. Placing SPMs into the high angle section of deviated wells inherently increases the risk of them retaining debris, as was the case in this well. A novel solution, to remove the accumulated sand debris from the SPM was proposed, utilising an orientation sub, run in conjunction with an electric line deployed tractor-suction tool configuration, incorporating a bespoke side facing inlet nozzle.

Tests on the designed solution were conducted in the engineering facility, recreating the deviation, orientation and debris expected and evaluating the nozzle alignment and cleanout capability for the expected debris type. These tests proved to be highly successful, giving the customer the confidence to perform the job. The deviation also necessitated electric line tractor deployment of a modified retrieval device. Following a drift and plug setting run, the well tractor and suction tool assembly was deployed and two litres of sand was collected from within the SPM. The subsequent run to pull the faulty GLV was successful, as was the deployment of a replacement GLV.

The operation proved this to be an excellent and highly effective example of a rapidly designed and tested, bespoke, electric line deployed SPM cleanout solution.

New Initiation System Delivers Improved Perforating Safety and Reliability While

В отрасли перфорации скважин добывающие компании, сервисные подрядчики и производители постоянно ищут способ повысить производительность кумулятивной перфорации, а также качество и надежность работ при высоком уровне производственной безопасности. В последнее время, учитывая экономический спад в отрасли, необходимость повышения экономической и производственной эффективности стала еще более актуальной. В данной статье представлено описание разработки новой системы инициации зарядов, спускаемой на кабеле, которая позволит решить текущие задачи посредством повышения надежности, эффективности и безопасности проведения перфорационных работ на кабеле.

Разработка новой системы инициации зарядов для традиционного рынка перфорационных работ велась на основе существующих технологий для рынка нестандартных перфорационных работ. Система инициации отвечает требованиям API RP67 (4-я редакция на момент публикации статьи). Перед опытно-промышленными работами технология была успешно испытана и согласована. Конструкция инициатора была квалифицирована как инициатор 2-й группы стандарта API RP67, что позволяет использовать его без необходимости прекращения всех радиосигналов в определенной зоне при спуске. Полевые испытания позволили подтвердить, что упрощение процесса подготовки зарядов позволяет повысить производственную эффективность и снизить влияние человеческого фактора. Кроме того, уменьшение количества элементов компоновки и упрощение технического обслуживания повышает надежность технологии и позволяет обеспечить простую и удобную эксплуатацию. Селективные перфораторы гораздо проще в сборке и переводе зарядов в рабочее состояние. Компоновки таких перфораторов подходят для применения на скважинах, где в прошлом компоновки с большим количеством элементов и длительным временем взведения перфоратора были непригодны.

Новая система инициации на данный момент применяется в нескольких регионах по всему миру. В результате было показано, что новая система позволила значительно повысить надежность, эффективность и безопасность работ со взрывчатыми веществами на кабеле. Данная технология окажет значительное влияние на перфорационные работы, одновременно повысив производственную эффективность и безопасность работ.

Инновационный способ доставки скважинных приборов с помощью композитного карбонового штока

Д. Труп, Archer

Программа внутрискважинных работ может включать в себя использование технологий спуска различных приборов как на канате, так и на электрическом кабеле. В таких случаях требуется смена оборудования для каждого способа доставки. Зачастую это происходит на одной и той же скважине. Решением является новая технология проведения внутрискважинных работ, которая позволит спускать в скважину электрические, электромеханические и механические приборы. В данной статье представлено

Maximizing Efficiency

Aboelnaga S., Austin D., Garcia-Osuna F., Goodman K., Fayard A.J., Schlumberger; Bouloudene S., Sonatrach; Mohamed Yasser, Badr, El Din Petroleum Company

In the perforating industry, operators, service companies, and manufacturers are constantly looking to improve shaped-charge performance and product quality and reliability while ensuring the highest levels of safety. More recently, there has been a heightened urgency to deliver improved operational efficiency considering recent industry downturns and the need to become more cost efficient. A new wireline perforating initiation system has been developed that addresses current industry challenges by improving reliability and efficiency while also improving the overall safety of wireline perforating operations.

The development of a new initiation system for the conventional perforating market has built upon existing technologies previously developed for the unconventional market. The initiator system follows the guidelines of API RP67, fourth edition (in review at the time of publication), and has undergone detailed testing and validation before introduction to the field. The design has been qualified as an API RP67 Group 2 initiator, which allows use without requiring radio silence in the conventional exclusion area. Field testing has demonstrated that the simplification of the preparation and arming process significantly improves operational efficiency and reduces the risk of human error. Additionally, by eliminating parts and simplifying maintenance, system reliability and usability is further improved. Selective guns are much simpler to prepare and arm, making the utilization of such gunstrings more appealing in areas where, in the past, they may not have been viable due to the additional complexity and/or associated arming time.

This new gun system is currently being deployed in several areas around the world and has shown that it can deliver step-change improvements in reliability and efficiency with improved operational safety when working with explosives in wireline operations. This will have a significant impact on perforating operations, improving the safety of the field workforce while simultaneously improving operational efficiency.

Innovation in Conveyance with Carbon Composite Rod

Troup Duncan, Archer

An intervention program in a well may require the use of both electric line and slick line to convey a variety of services. This calls for the swapping between conveyance systems, often multiple times in a single intervention program. A viable solution is a new system for carrying out interventions in oil wells which is designed to convey electrical,

описание новой технологии спуска приборов в скважину и опыта ее применения.

Преимуществами карбонового композитного материала являются высокая прочность и облегченный вес по сравнению с традиционными материалами кабелей, а гладкая поверхность исключает необходимость смазывания систем контроля давления. Возможность проведения высокоточных геофизических исследований, а также механических работ с большими нагрузками с одним и тем же устьевым оборудованием позволяет выполнять сложные внутрискважинные работы с одной устьевой установкой и мультидисциплинарной командой.

Первое полевое испытание нового способа доставки приборов на забой было проведено на шельфе Северного моря. Испытание подтвердило способность выполнения механических внутрискважинных работ (16 СПО) и работ с применением электрического кабеля (12 СПО). Прочность материала штока обеспечивает спуск в скважину длинных и тяжелых забойных компоновок. Карбоновый композитный шток с возможностью электрического и механического разъединения позволяет проводить спуск компоновок, которые невозможно спускать на стандартном кабеле.

Механическая прочность и жесткость штока вместе с легким весом позволяют эффективно планировать программу внутрискважинных работ, которая объединяет проведение механических работ и работ с применением электрического кабеля на одном и том же устьевом оборудовании. С момента первого применения длина штока увеличилась до 10 км, что позволяет проводить внутрискважинные работы и, что более важно, ловильные работы в скважинах с большим отходом от вертикали. Также стоит отметить возможность доставки приборов в горизонтальные участки скважин без применения скважинных тракторов, что обеспечивает более быстрое и экономически эффективное проведение внутрискважинных работ.

Уникальный опыт проведения ловильных работ в скважинах с аномально высоким пластовым давлением – путь к повышению эффективности заканчивания скважин

Д. Скуфка, RedZone Coil Tubing; К. Стаблер, GEP Haynesville

Одним из основных методов заканчивания скважин остается технология многостадийного ГРП Plug & Perf. Разбурка композитных пробок с помощью ГНКТ является сложной операцией с большими рисками при проведении работ в сложных условиях. Использование стандартных технологий повышает вероятность таких аварий, как прихват ГНКТ и оставление приборов в скважине. Такие аварии приводят к значительным затратам на ловильные работы, потере добычи и в некоторых случаях к потере всей скважины.

Одна из таких аварий произошла во время фрезерования композитных пробок, когда остановка работы забойного инструмента привела к потере циркуляции, и, следовательно, к прихвату. Были произведены работы по резке ГНКТ в вертикальном участке скважины, в результате чего в горизонтальном участке скважины осталось более 1400 м ГНКТ диаметром 50 мм. Первоочередной задачей для обеспечения длительной эксплуатации скважины было проведение ловильных работ по извлечению ГНКТ

electro-mechanical and mechanical services. The paper aims to describe this new conveyance system and discuss field experience to date.

Carbon composite material technology confers the benefit of higher strength at reduced weight when compared to conventional cable materials and the slick surface eliminates the need for grease injection pressure control systems. The ability to perform both precision logging and heavy duty mechanical services within the same rig-up allows complex well programs to be executed with only one unit and a multi-skilled crew.

The first field trial for the new conveyance system was conducted offshore in the North Sea, and proved the carbon composite rod capable of performing both mechanical intervention (16 runs) and electric line (12 runs) services. The strength of the rod material enables the running of long and heavy bottom hole assemblies. Run in conjunction with electrical or mechanical release devices, the carbon composite rod is able to deploy strings beyond the capability of conventional wirelines.

The physical strength and rigidity of the rod, coupled with its light weight, allow efficient planning of intervention programs where mechanical and electric services are combined in a single rig-up. Since the first trial, advances in technique have brought 10km (32,000 ft.) rods to the field enabling intervention access to, and perhaps more importantly retrieval from, extended reach wells. Equally of interest is the ability of the rod to access short lateral sections without resorting to tractor technology, allowing faster and more economical intervention.

Unique High Pressure Fishing Operation Leads Way to Increased Completions Efficiency

Skufca Jason, RedZone Coil Tubing; Stabler Christopher, GEP Haynesville, LLC

Plug-and-perf multizone fracturing remains a dominate completion method in the Haynesville shale. Removing the composite frac plugs (CFP) utilizing coiled tubing (CT) remains a challenging operation with increased risks due to extreme well environments. Operations completed using older, conventional methodologies increase the likelihood of stuck CT events. These stuck pipe events add considerable cost to the completion through fishing, lost production time, or worse, loss of the entire well.

In one such instance while milling CFPs, the downhole tools seized resulting in loss of circulation, subsequently leading to a stuck in hole event. Wireline severing tools cut the pipe in the vertical section, leaving over 4,500 ft of 2 in. CT in the lateral. Removing the CT fish without damaging the formation was paramount to the long-term profitability of the well. Conventional fishing methods were considered, but unfavorable

без оказания влияния на пласт. Изначально планировалось использовать стандартные технологии ловильных работ, однако нерентабельность и повышенный риск ухудшения коллекторских свойств пласта привели к выбору гибридного подхода, в котором сочеталось использование кабеля, комплекса спуско-подъемного оборудования, каната и ГНКТ.

Оставленная в скважине труба была успешно захвачена с помощью комплекса спуско-подъемного оборудования, который позволил использовать ГНКТ диаметром 31,7 мм для доставки трубoreзки для освобождения ГНКТ большего диаметра в горизонтальном участке скважины. Данный подход позволил успешно извлечь ГНКТ диаметром 50 мм в текущих скважинных условиях, что позволило сэкономить 4 миллиона долларов и 55 дней рабочего времени по сравнению со стандартными методами. После данной аварии были внесены изменения в программу работ по фрезерованию, что позволило повысить эффективность работ и минимизировать риск повторной аварии.

Новый подход к доставке приборов на забой скважины

Р. Шампин, Л. Золт, С. Хиггинс, С. Афтаб, М. Фландер, Schlumberger; Д. Бронга, Р. Милке, BP

Развитие сервиса ГНКТ привело к повышению сложности и длины забойных компоновок. На текущий момент на многих скважинах для того, чтобы спустить компоновку, требуется проведение нескольких СПО вместо одной, даже с использованием крана грузоподъемностью 100 т. На скважинах, где устьевое оборудование ГНКТ монтируется на башне, максимальная длина компоновки еще более ограничена, что приводит к снижению эффективности работы из-за большого количества СПО. Как показывает опыт, новые элементы компоновки монтируются по секциям на уже смонтированную и подвешенную в превенторе компоновку. Однако данное решение, как правило, редко используется из-за сложности и высокого риска. Главная работа по оптимизации работ по спуску забойных компоновок была описана Томмером и Эстлингером в статье 1992 года «Безопасный спуск специальных забойных компоновок ГНКТ в скважинах под давлением» (статья SPE-24621MS, представлена на ежегодной технической конференции и выставке SPE). Целью настоящей работы является повышение безопасности и эффективности спуска в скважину цельных забойных компоновок. Первая работа, где была применена технология, описанная в статье, была проведена в Аляске. В скважину было спущено 170 м компоновки перфораторов, а для выполнения работы вместо 26 СПО потребовались 3 СПО для геофизических исследований и 3 СПО для перфорации, что позволило сэкономить 5,8 суток времени работы комплекса ГНКТ.

Первый опыт фрезерования на ГНКТ в скважине с одним диаметром 178 мм с использованием телеметрии в реальном времени

В. Татиа, З. Эркол, П. Рамонденк, М. Ходайдон, А. Шаабан, С. Траммер, Schlumberger

Одним из самых больших запасов газа в мире обладает Средний Восток. Любой проект в данном регионе требует

economics in addition to the risk of formation damage lead to the selection of a hybrid approach combining wireline, snubbing, slickline and CT.

The fish was successfully latched using a snubbing unit, providing a conduit for 1-¼ in. CT to convey a severing tool to free the larger coil in the lateral section. This enabled the continuous removal of the 2 in. CT under live well conditions, saving over 4 million dollars and 55 days compared to conventional techniques. Following the stuck pipe event, a complete change in the drillout procedure was implemented, increasing efficiency while minimizing the risk of a repeat event.

Redefining Pressure Deployment

Shampine Rod, Zsolt Liam, Higgins Stephen, Aftab Saif, Flander Mattias, Schlumberger; Bronga Jaime, Mielke Rob, BP

As coiled tubing (CT) has matured as a service, the complexity and length of toolstrings has increased. Today, even with a 100-ton crane, operators are often required to make multiple runs rather than employ a single toolstring. In environments where lifting heights are more limited, such as mast-based CT units (CTUs), this can lead to many runs and inefficient operations. Historically, deploying tools in sections hung off in a blowout preventer (BOP) has been used to address this. However, this solution has typically been avoided because of the complexity and hazard of the operation. The groundwork for improving this operation was laid out by Thomeer and Eslinger in their 1992 paper, Safe Deployment of Specialized Coiled-Tubing Tools in Live Wells (SPE-24621MS presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition). The present work was done to improve the safety and efficiency of the entire bar deployment operation. It was first used in Alaska to deploy 560 feet of perforating guns where it replaced 26 runs with 3 logging runs and 3 perforating runs, saving 5.8 CTU days.

First Time Coiled Tubing Milling in 7-in. Monobore Gas Well Using Downhole Real-Time Measurements

Tapia W.R., Erkol Z., Ramondenc P., Houdaidon M., Shaaban A., Trummer S., Schlumberger

One of the biggest sources of dry gas in the world is located in the Middle East. Every project in this field faces challenges that require good-quality downhole data to be properly addressed. In the present case, the risks involved when milling inside a 7-in. monobore completion with 2 3/8-in. coiled tubing (CT) in gas conditions motivated the use of a state-of-the-art bottomhole assembly capable of providing real-time downhole parameters to operate the mill both safely and efficiently.

The project, which included an extensive

надлежащего выполнения работ по сбору и обработке забойных данных высокого качества. В данном случае для проведения работ по фрезерованию на ГНКТ диаметром 60 мм в обсадной колонне диаметром 178 мм в условиях поступающего из пласта газа потребовалось применение современной забойной компоновки, позволяющей в реальном времени получать забойные данные для более эффективного и безопасного фрезерования.

Работа над данным проектом предполагала тесное сотрудничество сервисных компаний по ГНКТ и внутрискважинному оборудованию. Проект состоял из нескольких инновационных этапов. Сначала для обеспечения требуемого расхода для запасовки оптоволоконного кабеля в ГНКТ на скважине была использована специальная емкость. Затем для передачи забойных и устьевых данных в реальном времени была разработана под заказ система сбора данных, которая соответствует строгим требованиям заказчика. Также для обеспечения связи всех программных продуктов каждого подрядчика между собой была разработана специальная аппаратура и протоколы. Далее был проведен тщательный анализ для определения наиболее безопасного метода спуска фрезы в скважину и проведения работ по фрезерованию для решения поставленных задач.

Успешный опыт проведения работ по фрезерованию в колонне диаметром 178 мм в условиях поступления газа из пласта является результатом нескольких достижений, которых удалось добиться за время выполнения работ. Система телеметрии в реальном времени служила для управления забойным инструментом, который впервые использовался в таких сложных условиях. Система позволила передавать в кабину управления ГНКТ следующие данные: крутящий момент на забое, давление (внутри и снаружи фреза), глубину, вес на фрезерующий инструмент. Эффективная интерпретация полученных данных позволила бурильщику ГНКТ и специалисту по фрезерованию выполнить фрезерование 30 метров цемента и разбуриваемой пробки за три СПО. Для запасовки оптоволоконного кабеля в ГНКТ диаметром 60 мм потребовалась дополнительная измерительная аппаратура (расходомеры и датчики давления) для точного слежения за параметрами закачки жидкости. Теперь использование данной измерительной аппаратуры будет являться стандартным требованием для выполнения подобных работ по всему миру. Интерфейс системы связи между программными продуктами разных компаний для сбора важных параметров успешно себя зарекомендовал, и в дальнейшем будет являться эталоном.

Несмотря на изменения скважинных условий во время операции, работа была выполнена в полном соответствии с требованиями безопасности. В рамках работы было разработано дерево решений, в котором было учтено несколько возможных вариантов чрезвычайных ситуаций. Каждое принятое решение рассматривалось всеми компаниями на основе записываемых забойных данных, что позволило максимально эффективно использовать компоновку для фрезерования и опыт экспертов.

В данной статье приведен большой объем информации, полученной при проектировании и выполнении работ. Подробно описаны действия сервисных компаний по интеграции оборудования и технологий для решения поставленных задач. Данный опыт может быть использован

integration between the CT and downhole tools providers, consisted of various innovative stages. First, a stimulation vessel was used to deliver enough pumping capacity to inject the fiber optics carrier into the CT pipe located on the rig. Then, a customized surface acquisition system was implemented to comply with strict zoning requirements, and protocols and hardware were designed for communication between the software of all parties to transmit downhole and surface data in real time. Finally, a thorough analysis was conducted to identify the safest method to deploy and run the milling tools to achieve the job objective.

This successful milling operation in 7-in. monobore completion and gas conditions was the result of several achievements made throughout the project. The real-time telemetry system served rugged downhole tools, which were being used under these conditions for the first time. They provided downhole torque, pressure (both inside and outside of the milling tool), depth control variables, and weight on bit to the CT control cabin, where the CT operator and milling tool specialist effectively interpreted the data and took actions to mill 100 ft of cement and a drillable plug in three runs. The critical operation to inject the fiber optic carrier in the 2 3/8-in. CT pipe required incorporating extra measurement equipment such as flowmeters and pressure gauges in the system to closely check pumping parameters, which will now be utilized as a standard for other such interventions worldwide. Finally, the design of the communication interface between the software of the different companies proved to be effective at compiling all the critical parameters and became a benchmark for future operations.

Even though well conditions changed during the operation, the job was executed safely based on a detailed decision tree that incorporated several contingencies. Each action was reviewed by all parties based mainly on the downhole data recorded, which allowed getting the best out of the milling bottomhole assembly and the expertise incorporated in the project.

This work shares a vast amount of information collected during the design and execution of the project. The significant effort performed by all the parties to integrate their equipment and technology are detailed within the context of the job's objectives and can be used as a reference by other locations. Contingency plans are also detailed, as well as safety measures and lessons learned.

SESSION 9. Offshore and Subsea Well Intervention Operations

How to intervene into offshore and subsea wells has become an important issue in a cost constrained environment. A lower for longer oil price has motivated business to move to alternative efficient and effective subsea well intervention

для выполнения других работ. Также в статье описаны планы ликвидации аварий, меры техники безопасности и сделанные выводы.

СЕКЦИЯ 9. Внутрискважинные работы на шельфе и в глубоководных скважинах

В условиях ценовых ограничений важным вопросом является проведение внутрискважинных работ на шельфе и в глубоководных скважинах. Снижение цен на нефть привело к тому, что компании начали искать альтернативные эффективные методы внутрискважинных работ на шельфе. Осложнения происходят как на стадии добычи, так и на стадии эксплуатации зрелых месторождений, когда планируется консервация скважин. В данной секции доклады посвящены решению задач по поиску новых уникальных технических решений через обсуждение реального промыслового опыта и полученных выводов. Данные технические решения могут применяться на других скважинах с похожими осложнениями.

Успешный опыт промывки скважины от тяжелого проппанта после ГРП в глубоководной скважине в Мексиканском заливе

Д. Вебб, PE, Chevron; Б. Соньер, Halliburton

В качестве проппанта на глубоководных скважинах Мексиканского залива в основном используется проппант, полученный из боксита, благодаря своей высокой прочности и высокой проводимости трещины. Однако проппант, полученный из боксита, оказывает негативное воздействие на ГНКТ из-за высокой удельной плотности (приблизительно 3,6). В данной статье представлено описание планирования и выполнения работ по промывке скважины от тяжелого проппанта после ГРП с помощью ГНКТ на месторождении Таити в Мексиканском заливе.

Во время заканчивания подводной скважины доступ в скважину осуществлялся с помощью бурового судна с системой динамического позиционирования. После установки компоновки нижнего заканчивания на бурильных трубах был произведен ГРП. При ГРП был получен СТОП, в результате чего в колонне осталось приблизительно 78 т проппанта, который не удалось поднять на поверхность. Установка ГНКТ была смонтирована в специальной раме, которая удерживала колонну, для обеспечения компенсации качки судна во время монтажа инжектора и противовыбросового оборудования. Для промывки скважины до глубины 7380 м была использована ГНКТ диаметром 44 мм. В ГНКТ закачивался раствор, который затем поднимался вместе с проппантом по бурильной трубе и выходил через крестовину на устье.

Для проведения эффективной промывки был составлен план ликвидации аварий, благодаря которому в наличии имелось всё необходимое оборудование для успешной операции, а также программа всех этапов работы. Бурильная труба была успешно вымыта от проппанта до глубины 7380 м. После окончания промывки в скважину была закачана жидкость глушения для проведения дальнейших внутрискважинных работ и в конечном итоге возобновления работ по заканчиванию скважины.

Данная статья указывает на важность планирования мероприятий по ликвидации аварий для снижения затрат

provision. The challenges faced occur during both normal production operations and in later field life when abandonment is being planned. This session focuses on how challenges were faced and unique solutions successfully implemented through discussion of operational case histories demonstrating standardization and lessons learned. These intervention solutions will be of use in other locations facing similar issues.

Successful Coiled-Tubing Cleanout of Heavy Post-Fracturing Proppant in Deepwater Gulf of Mexico: Case History

Webb J.K., PE, Chevron; Sonnier B., Halliburton

Sintered bauxite is the primary proppant used during deepwater Gulf of Mexico (GOM) operations because of its high strength and conductivity. However, the use of bauxite proppant presents operational issues for coiled tubing (CT) resulting from its high specific gravity (approximately 3.6). This paper describes the planning and execution of a heavy post-fracturing proppant cleanout operation using CT in the operator's Tahiti field in the US GOM.

During completion operations on a subsea well, access to the well was provided by a dynamically positioned drillship. After installing the lower completion in the well using drillpipe, a proppant-laden stimulation treatment was pumped. During this process, an early screenout was encountered, and approximately 171,300-lbm proppant remained in the drillpipe that was unable to be reversed out. A CT unit was rigged up in a tension-lift frame that suspended the drillpipe string, allowing for a motion-compensated window to rig up the CT injector head and pressure-control equipment. A 1.75-in. outer diameter (OD) CT string was used to clean out the wellbore to 24,215 ft by circulating brine down the CT string and up and out of the drillpipe through a flow cross.

Preexisting contingency planning proved invaluable for efficient cleanout operations by providing the physical assets necessary to perform a successful operation as well as a framework for the engineering and procedures required. The drillstring was effectively cleaned of proppant to 24,215 ft. Once the well was deemed clean, kill-weight fluid was circulated into the well to allow for further well intervention operations and the eventual return to completion operations.

This case study illustrates the importance of contingency planning to help minimize overall operation costs. The large-scale and challenging well conditions of this unique project led to valuable lessons learned that can be used to optimize performance during future cleanout and drillship operations.

Cement Milling Using Incurable Corrosive Brine in an HPHT Environment:

на выполнение работ. Осложненные скважинные условия на этом уникальном проекте позволили сделать ценные выводы, которые могут использоваться в дальнейшем для оптимизации работ по промывке скважин и работ, выполняемых с помощью буровых судов.

Уникальный опыт фрезерования цемента с использованием коррозионно-активного раствора в скважинах с высокими значениями давления и температуры

И. Абдулла, М. Кумар, А. Сараф, Н. Хандельвал, К. Каул, Х. Патак, Halliburton

Сервис ГНКТ используется для операций во все более сложных условиях — более глубокие скважины, более высокое давление. Таким образом, происходит расширение границ применения ГНКТ. Применение ГНКТ для фрезерования цемента является безопасным, быстрым и экономически эффективным методом, однако использование коррозионно-активного раствора в качестве бурового может вызвать осложнения.

В данной статье описаны проблемы, которые встречаются при фрезеровании цемента в скважинах с высокими значениями давления и температуры с раствором высокой плотности, и средства их решения. Высокая плотность раствора осложняет процесс фрезерования из-за ограничения расхода закачки, низкой вязкости и коррозионной активности.

Температура на забое данной морской газовой скважины была 200 °C, пластовое давление 816 атм. Скважина была закончена обсадной колонной от устья диаметром 245 мм и хвостовиком диаметром 89 мм, подвешенным на глубине 4606 м по стволу. Для прохождения через внутренний диаметр хвостовика была выбрана ГНКТ диаметром 44 мм. Максимально допустимый расход жидкости был ограничен из-за трения в трубе и низкой вязкости раствора. Однако для подъема шлама на поверхность была необходима высокая скорость раствора в затрубном пространстве. Для решения данной проблемы производилась откачка жидкости из затрубного пространства обсадной колонны диаметром 245 мм. В качестве двигателя был выбран гидравлический забойный двигатель. В данной статье представлены рекомендации по выбору эластомеров, совместимых с данным типом раствора, описание характера коррозии, обнаруженной на надмоторной компоновке, и информация о переоснастке компоновки после каждой СПО. В статье представлена информация о лабораторных исследованиях, проведенных с целью выбора подходящего загустителя и ингибитора коррозии, оптимальной скорости проходки и веса на фрезерующий инструмент для исключения образования больших элементов шлама. Лабораторные исследования позволили также получить рекомендации по обработке жидкости на поверхности и ее последующей очистке.

Тщательный выбор забойного двигателя основывался на подборе силовой секции, шпиндельной секции и уплотнений, совместимых с коррозионно-активным раствором. Планирование работы включало выбор следующих параметров: скорость проходки, скорость жидкости в затрубном пространстве, размер расфрезерованных частиц, эквивалентная циркуляционная плотность в рамках установленных границ. В результате

A Unique Case Study

Abdullah Irfan B., Kumar Mayank D., Saraf Aman, Khandehwal Nakul, Kaul Karan, Pathak Himanshu, Halliburton

The coiled tubing (CT) industry continues to operate in deeper and higher pressure wells and in more challenging environments, thereby extending the operating envelope for the service worldwide. CT operations for cement milling provides a safer, faster, and more economical solution, but achieving the desired results in a high pressure, high temperature (HPHT) offshore environment using corrosive brine as the milling fluid is challenging.

This paper describes various challenges and customized remedies for a cement milling operation in an HPHT well with high-density brine, which made milling challenging because of limitations on pumping rates, low viscosity, and fluid corrosiveness.

This offshore gas well had a bottomhole static temperature (BHST) of 400 °F and reservoir pressure of 12,000 psi, with a completion of 9-5/8 in. casing from the surface and a 3-1/2-in. liner hanging from 4,606 meter measured depth (mMD). A 1.75-in. outer diameter (OD) CT string was used to accommodate the internal diameter (ID) restriction of the liner. The allowable pumping rate in the 1.75-in. CT was restricted as a result of pipe friction and low viscosity of milling fluid; however, higher annular velocities were needed to lift the cuttings from the wellbore. To overcome this, additional pumping was performed from the annulus of the 9-5/8-in. section. A positive-displacement, metal-on-metal motor was selected over various types of motors. This paper provides details about best practices, including the selection of brine-compatible elastomeric seals, severe corrosion observed on the motorhead assembly (MHA), and redressing of MHA after each run. It also includes details about laboratory tests performed to identify a suitable viscosifier and corrosion inhibitor, as well as the optimum rate of penetration (ROP) and weight on bit (WOB) to avoid large cuttings, surface-fluid handling, and filtering arrangements.

Based on precise tool selection, including power section, bearing section, and corrosive-brine-compatible motor seals, as well as design parameters, such as ROP, annular fluid velocity, particle size, and equivalent circulating density (ECD) under the operating envelope, cement milling of 217 m of cement was completed successfully in an overbalanced condition with no health, safety, and environment (HSE) related issues. Selecting the correct milling motor and mill plays a crucial role in any milling job. Several operational challenges, such as excessive corrosion at a minimum MHA ID, pitting on bottomhole assembly (BHA) components and erosion on ball seats, erosion, and degradation of elastomeric seals

работы по фрезерованию 217 м цемента были успешно выполнены в условиях депрессии на пласт без нарушений в области охраны труда, промышленной безопасности и охраны окружающей среды (ОТ, ПБ и ООС). Ключевую роль в любой работе по фрезерованию играет корректный подбор забойного двигателя и фрезы. При работе были выявлены следующие осложнения: повышенная коррозия на участке минимального внутреннего диаметра надмоторной компоновки, точечная коррозия на элементах забойной компоновки, эрозия на седлах под шар, эрозия и разрушение уплотнительных элементов при температуре 200 °С. Технический контроль позволил минимизировать негативное воздействие вышеуказанных факторов.

Используемые методы, подбор забойного инструмента и специально подобранная конструкция приборов позволили добывающей компании успешно выполнить фрезерование цементного моста в условиях высоких значений давления и температуры с помощью раствора бромид цинка (ZnBr₂). Применяемая технология позволила сократить операционное время и избежать забурки бокового ствола. Полученные выводы, методика выполнения работ, а также рекомендации, описанные в данной статье, могут использоваться для выполнения похожих операций по всему миру. Это позволит минимизировать риски относительно качества работ и ОТ, ПБ и ООС.

Успешный опыт ликвидации скважин с установкой пробок на ГНКТ на континентальном шельфе Норвегии

И. Томсон, Halliburton

После снижения добычи до нерентабельного уровня на зрелых месторождениях добывающие компании обязаны заглушить и ликвидировать скважины. По имеющимся оценкам, на данный момент необходимо ликвидировать тысячи таких скважин.

Как показывает опыт, ликвидация скважин в Северном море выполняется с помощью буровых установок либо установок капитального ремонта скважин (КРС). Во многих случаях за неимением буровых установок ликвидация скважин, пробуренных со стационарных платформ в Северном море, требует повторного привлечения платформ либо мобилизации установок КРС.

Регулирующие органы в Северном море определили стандарты для установки пробок для ликвидации скважин, согласно которым в каждую скважину необходимо установить изоляционный экран.

В данной статье описан альтернативный подход к ликвидации скважин с помощью технологии ГНКТ для установки изоляционных экранов. На столе ротора был смонтирован стандартный комплекс ГНКТ. Для создания связи с пластом были использованы стандартные технологии фрезерования и промывки. Для установки изоляционного экрана были использованы инновационные технологии перфорации, промывки и цементирования. После этого для испытания экрана в скважину был спущен перфоратор НКТ. Изоляционные экраны были успешно установлены с помощью ГНКТ на 13 скважинах месторождения за одну кампанию.

В данной статье описана успешная ликвидация скважин с помощью ГНКТ. Также в статье сделан вывод, что по сравнению с традиционными методами с привлечением

at a BHST of 400 °F, were observed. These adverse effects were avoided with engineering controls.

The methods used, tool selection, and customized design helped the operator to find a solution for milling a cement plug in an HPHT well with zinc bromide (ZnBr₂) brine, which resulted in reduced rig time and avoided the side tracking of the well. The lessons learned, methods, and best practices described in this paper can be used in a similar application worldwide, which can help to minimize issues related to service quality and HSE.

Successful Creation of Permanent Reservoir Isolation Barriers Using Coiled Tubing on the Norwegian Continental Shelf NCS

Thomson Iain, Halliburton

As well production declines in mature fields and becomes unprofitable, operators must shut the wells in and permanently plug and abandon (P&A) them. It is presently estimated that thousands of such wells will require permanent P&A.

Historically, the P&A of wells in the North Sea were performed using either drilling or workover rigs. In many cases, wells drilled from fixed platforms in the North Sea no longer have operational drilling rigs requiring recommissioning of existing facilities or mobilization of workover rigs.

Regulatory authorities in the North Sea have defined standards for creating permanent reservoir barriers for the P&A of wells, which includes requiring a "rock-to-rock" barrier.

This paper discusses an alternative approach to P&A using coiled tubing (CT) processes and techniques to create these permanent reservoir barriers. One process rigged CT up from the drill floor and pipe deck in a conventional fashion. During the intervention, standard milling and tubular cleanout techniques were used to gain access to the reservoir, and then a novel perforating, washing, and cementing (PWC) technique created the reservoir barrier. Finally, an additional tubing punch run was made, and the barrier was tested. In a single, multiwell campaign, 13 wells in the field had successful permanent reservoir barriers created using CT.

This paper illustrates the successful creation of permanent reservoir barriers using CT. Additionally, the paper highlights that using CT can provide economic benefits for creating the barrier compared to more conventional drilling or workover rigs.

SESSION 10. Stimulation and Conformance Operations

Production enhancement through stimulation and conformance well interventions are increasingly relevant in a hydrocarbon market

буровой установки или установки КРС использование ГНКТ позволяет сократить расходы на ликвидацию скважин.

СЕКЦИЯ 10. Операции по повышению нефтеотдачи и заводнению

Операции по интенсификации добычи с помощью воздействия на пласт и заводнения становятся все более актуальными в условиях снижения цен на углеводороды. В то же время возрастающий уровень сложности скважинных условий повышает необходимость эффективного использования новых технологий. В данной секции доклады посвящены опыту применения новых технологий для более эффективных внутрискважинных работ по интенсификации добычи.

Совершенствование технологии разветвленной кислотной обработки скважин: свет в конце туннеля

К. Вихант, Chevron E&P Company (Северная Америка); С. Латтимер, Chevron E&P Company (Европа, Азия и Средний Восток); Д. Макдафф, Chevron Energy Technology Company

В данной статье описано совершенствование последних достижений и глобальный опыт в области технологии разветвленной кислотной обработки скважин (создание разветвленной сети каналов с помощью кислоты). В статье рассказывается о методах с применением ГНКТ и другого оборудования. Представлены эксплуатационные ограничения, критерии подбора скважин-кандидатов, факторы, влияющие на моделирование работы, выводы, риски, требования к контролю, а также возможности оптимизации технологии. Статья содержит исчерпывающий обзор опубликованных работ по трем различным методам создания сети каналов, а также информацию о других методах. Обзор литературы дополнен данными о глубине, температуре и давлении для трех методов, которые подробно описаны в статье. Представлено также сравнение трех методов по таким факторам, как логистика, длительность работы и необходимый объем кислоты и других флюидов.

В предыдущих статьях было представлено описание только одного конкретного метода. По сравнению с предыдущими статьями в данной статье вопросы оптимизации работы, риски, требования к контролю создания каналов для нескольких методов кислотной обработки описаны гораздо более подробно. Все три метода, описанные в статье, являются эффективными, но они предназначены для разных целей. Отличия в методах кислотного создания каналов объясняются разным временем разработки, разной скоростью выполнения работы и разными ограничениями по глубине. Ранее оптимизация технологии была сосредоточена на процессе создания каналов, а не на повышении эффективности кислотной обработки в отношении трещин, которые образуются вокруг канала. Каждый метод использует различные способы установки гидромониторных сопел в каналах, в результате чего на выходе получаются различные траектории каналов. Для одного из методов данные кавернометрии более важны, чем для других. Также у каждого метода свои возможности по контролю траектории создания канала. Приборы для создания каналов имеют различный размер, однако при наличии разных размеров больший размер прибора не имеет очевидного преимущества с точки зрения компании-оператора. Также в статье описаны меры по минимизации

that faces continuous pricing pressure. Meanwhile, the need for operational efficiency and new technologies to address ever-increasing harsh downhole conditions has never been as high. This session showcases case histories and technology updates that propose novel approaches to more efficient and effective production enhancement interventions.

Dendritic Acidizing Update: The Light at the End of the Tunnel

Webunt C. Dean, Chevron North America E&P Company; Lattimer Stefan K.K., Chevron Europe, Eurasia, and Middle East E&P Company; McDuff Darren R., Chevron Energy Technology Company

The paper provides an update on recent advances for, and summarizes global experiences with, dendritic acidizing methods, aka acid tunneling. The scope of the paper includes both Coiled-Tubing (CT) deployed and non-CT methods, and discusses process limitations, candidate selection criteria, job design factors, operational learnings, risks, and surveillance requirements and opportunities. The paper contains a comprehensive review of published information for three different tunneling methods and relevant information for several other tunneling methods. The literature information is supplemented by, depth, temperature, and pressure records for the three processes which are discussed in detail. Execution factors such as logistics required, length of time required, and volumes of acid and other fluids used are also compared for three methods.

Previous papers have focused on only one of the methods, whereas the authors will discuss acid job optimization, process risks, and surveillance requirements for multiple acid tunneling methods in substantially greater depth than have past authors. The three methods detailed in the paper are all viable but may have different niches. Differences in the job counts for the different methods are easily explained by differences in process vintages, execution speeds, and depth limitations. Previous optimization efforts were focused on tunnel creation but not acid job effectiveness in terms of the wormholes generated adjacent to the tunnels; however, some progress is now being made in that regard. There are differences in the processes regarding pushing or pulling the jetting nozzles into the tunnels, and differences in resulting tunnel trajectories. Pre-job caliper data are more critical for one of the processes than for the others, and there are significant differences in ability to measure or control tunnel direction. The tunneling tools have different sizes, but when tool size alternatives are available, the larger tool sizes offer no clear advantages to the operator. Useful risk mitigation measures are

рисков. Статья содержит исчерпывающий список литературы для помощи при более подробном исследовании альтернативных технологий, разработанных другими компаниями.

Инновационная технология изоляции интервалов и повторной стимуляции: опыт 26-стадийной повторной стимуляции на скважине в Пермском бассейне

Т. Боулис, Т. Вулгамор, Occidental Oil and Gas; Л. Кастро, Baker Hughes, a GE Company

В данной статье представлен опыт выполнения работы по повторной стимуляции всего горизонтального участка добывающей скважины за одну СПО с применением инновационной экономически-эффективной технологии для надежной изоляции интервалов. Статья включает в себя детали операции и полученные по итогам работы выводы. Приведено сравнение данной технологии с другими методами повторной стимуляции, которые применяются в данном регионе.

Новый метод основан на применении новой двухпакерной компоновки, в которую входят два пакерующих элемента, которые активируются механически (в отличие от традиционных уплотнительных манжет). Данное решение позволяет преодолеть ограничения по забойному давлению и износу, которые накладываются на стандартные двухпакерные системы. Новая система изоляции интервалов позволяет обеспечить более высокий расход, более высокое дифференциальное давление, а также большее количество стадий. Таким образом, уменьшается количество требуемых СПО для стандартной операции по повторному ГРП. В статье представлено сравнение со стандартными методами повторного ГРП в отношении внутрискважинного оборудования. Кроме того, статья содержит данные по давлению во время операции, которые позволяют определить зону распространения трещин ГРП.

В статье описываются основные операции по проведению многостадийных обработок за 1 СПО в горизонтальной скважине с помощью инновационной технологии. Технология позволяет сократить время на проведение работы, требуемый объем ресурсов и стоимость работы. Статья включает в себя описание примера применения данной технологии, который позволил сократить время выполнения операции на 30% по сравнению с другими методами. Также технология позволила обеспечить полную механическую изоляцию, что ранее было невозможно. Более того, данные по давлению, которые записываются во время работы, говорят об ограниченной эффективности кластера при проведении основного ГРП.

Выводы, сделанные в данной статье, обладают высокой важностью, поскольку они предлагают новую экономически эффективную альтернативу стандартным методам повторного ГРП, двухпакерные компоновки которых обладают существенными технологическими ограничениями. Значимость данных выводов объясняется следующими моментами: 1) технология, описанная в статье, позволяет преодолеть технологические ограничения как в вертикальных, так и в горизонтальных скважинах; 2) большинство стандартных методов повторного ГРП предполагают слепую закачку с устья в горизонтальный ствол с открытыми перфорационными отверстиями без

also discussed in the paper. The paper includes a comprehensive bibliography to facilitate further examinations of the technology alternatives by other petroleum industry professionals.

An Innovative Tool for Stage Isolation and Effective Restimulation: A Case History of a 26-Stage Lateral Recompletion in the Permian Basin

Boulis Tasos, Vulgamore Travis, Occidental Oil and Gas; Castro Luis, Baker Hughes, a GE Company

This paper presents a case history where the entire lateral of a producing well was restimulated in a single trip using a novel cost-effective intervention tool designed to provide discrete stage isolation. Lessons learned and job details are discussed and compared with other restimulation methods used in the area.

The new method is based on a novel straddle packer system that uses two mechanically-activated sealing elements – as opposed to conventional sealing cups – to overcome wear and bottomhole pressure limitations found in traditional straddle systems. The novel stage isolation system enables higher flow rates and pressure differentials as well as a larger number of stages, therefore reducing the amount of trips in the well required to complete typical refracturing operations. A comparison will be made to conventional refracturing methods based on intervention tools. As a bonus, pressure data gathered during the treatment indicating limited coverage of the primary fracturing job will be discussed.

The case study provides the framework to describe how the novel technology enables multiple treatments in a single trip in the horizontal well, therefore reducing the operational time, resources, and cost required to complete a restimulation job. The paper will show how the use of the novel technology reduced operational time by 30% compared to other methods, and enabled the operator to treat a horizontal well with full mechanical isolation in a manner not previously available. In addition, the paper will discuss pressure data gathered during the deployment that suggests limited cluster efficiency on the primary fracturing operation.

The results of the paper are relevant because they provide a new cost-effective alternative to conventional restimulation systems that was not available in the past due to inherent technology limitations of existing straddle packer systems. This is important because: (1) the technology described in the paper overcomes these limitations for both vertical and horizontal wells, (2) more refracturing operations are executed by blindly pumping treatments from surface into a full lateral with open perforations without an effective way to mechanically isolate target zones, and (3) the technology may shed additional light

возможности механической изоляции целевых интервалов;
3) данная технология является новым шагом в обсуждении эффективности кластерного ГРП.

Повторный ГРП на ГНКТ открывает новые возможности для стимуляции нетрадиционных месторождений

П. Панкай, П. Шукла, Schlumberger

В Северной Америке повторный ГРП является эффективной технологией для поддержания уровня добычи, способствующей бурению новых соседних скважин. Несколько примеров применения технологии показывают, что закачка под давлением «в лоб» неэффективна, поскольку жидкость и проппант поглощаются уже существующими трещинами основного ГРП. Повторный ГРП с использованием ГНКТ предоставляет огромное преимущество, которое заключается в возможности точно определить интервал обработки с помощью создания новых перфорационных отверстий с использованием гидropескоструйного перфоратора, а также блок-пачек (составов-отклонителей) для изоляции высокопроницаемых кластеров. В данной статье представлены преимущества и показатели прироста добычи при использовании ГНКТ для повторного ГРП.

Опыт проведения повторного ГРП с ГНКТ на сланцевом месторождении Игл Форд позволяет оценить эффект от операции. По сравнению с технологией повторного ГРП «в лоб» применение ГНКТ на первой серии скважин с 18 стадиями позволило обеспечить на 36% больше прироста добычи в первом году. Для оценки продуктивности скважины после повторного ГРП проводились следующие расчеты: моделирование работы на основе гидродинамической и геомеханической моделей, моделирование трещин ГРП, моделирование составов-отклонителей, численное моделирование добычи, а также расчеты методом конечных элементов. Проведено сравнение методов повторного ГРП: закачка «в лоб» и ГРП на ГНКТ. Также изучено влияние повторного ГРП на принятие решения о бурении новых соседних скважин.

Исследование показало, что для успешной обработки перфорацию необходимо проводить в неистощенных участках пласта. Для корректного расположения новых перфорационных отверстий могут использоваться результаты гидродинамического моделирования, а также данные по профилю притока флюида к стволу скважины. Использование потокоотклоняющих составов эффективно способствовало отклонению потока жидкости ГРП и стимуляции недренируемого участка пласта. После повторного ГРП на ГНКТ рост добычи произошел как на новых, так и на действующих скважинах. В результате общая добыча на новых и действующих скважинах выросла на 23% по прошествии года после повторного ГРП по сравнению с действующими скважинами, на которых повторный ГРП не производился.

Обоснование новой технологии с помощью расчетов и моделирования позволило подтвердить преимущество применения данной технологии для разработки нетрадиционных месторождений. Использование основных выводов, описанных в данной статье, позволит добывающим компаниям увеличить шансы на повышение добычи, а также сравнить различные сценарии выполнения повторного ГРП. ●

on the discussion of cluster efficiency during primary stimulation operations.

Application of Refracturing Using Coiled Tubing Opens a New Door of Opportunities for Unconventional Reservoir Stimulation

Pankaj Piyush, Shukla Priyavrat, Schlumberger

In North America, refracturing has been found to be effective in many instances for increasing the longevity of the well production and helping to drill and complete offset wells. Several instances suggest that refracturing by bull-heading is relatively ineffective because fluids and proppants are lost in the pre-existing hydraulic fractures. Refracturing through coiled tubing (CT) provides a large benefit in giving ability to pinpoint the location of the refracturing treatment by creating new perforations using abrasive jetting and using diversion pills for isolating high-permeability clusters. This paper helps elucidate the benefits and production gain when using CT for refracturing jobs.

A case study from the Eagle Ford shale illustrates the impact of CT refracturing applications. When CT was hydraulic fracturing was applied in the first generation of wells with 18 stages, 36% extra production was observed in the first year as compared to the bullheading technique. Simulations based on integrated reservoir and geomechanical earth models, complex hydraulic fracture models, diversion simulation, numerical production simulation and finite element computations enable characterizing the productivity from the CT refrac operations. A comparison is made between the bullheading technique and CT based refracturing jobs. The impact of refracturing using CT on the offset child wells to be drilled and completed is also studied.

The study demonstrates that it is critical to place the perforation locations in areas of undepleted reservoir for successful refracturing. Reservoir simulation results in combination with measurements of fluid flow profile in the wellbore can be used to place new perforations in the right sections. Using the diversion pill was found to be greatly effective in improving the fracturing fluid diversion and stimulating the undrained reservoir. With the refracturing using CT, the child wells show improvement in productivity along with the parent well. Overall, the parent and child well combination shows 23% increase in production after one year of refracturing when compared to no refracturing in the parent wellbore.

The new approach is verified through the application of simulation and modeling to prove the benefit of CT refracturing operations in unconventional reservoirs. By adopting the key learnings and approach followed in this paper, operators can maximize their chances to improve productivity and compare various refracturing scenarios. ●

Инженерная поддержка ГРП решает вопросы повышения качества прогнозирования, проектирования и исполнения работ

Engineering Support of the Hydraulic Fracturing Solves the Problems of Improving the Quality of Forecasting, Design and Execution of Works

На вопросы журнала «Время кольтубинга. Время ГРП» отвечает М.И. Самойлов, начальник отдела инженерной поддержки ГРП, РН-ЦЭПиТР (Тюмень).

В 2002 году с отличием окончил Самарский государственный университет по специальностям «прикладная математика» и «переводчик в сфере профессиональной коммуникации». В 2003 завершил обучение в магистратуре Heriot-Watt University с присвоением степени MSc in Petroleum Engineering по специальности Reservoir Engineering. В 2003–2004 годах успешно прошел обучение в Московском технологическом центре НК «ЮКОС» по программе 12 курсов нефтегазового дела, читавшихся специалистами мирового уровня.

Имеет большой опыт экспертного сопровождения сложных и уникальных работ ГРП на нефтяных и газоконденсатных месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз», АО «РН-Няганьнефтегаз», АО «Самотлорнефтегаз», ПАО «Варьеганнефтегаз», ПАО «Верхнехонскнефтегаз», АО «РОСПАН ИНТЕРНЕШНЛ», ООО «РН-Уватнефтегаз» и др. Является ведущим специалистом по сопровождению проектов ГРП трудноизвлекаемых запасов, прикладных геомеханических исследований и иных комплексных проектов, участником корпоративных экспертных советов. Является автором многочисленных докладов и статей по тематике ГРП и комплексного интегрированного моделирования, региональным лектором SPE, членом программных комитетов и модератором технологических секций конференций. Активно занимается развитием кадрового и научно-технического потенциала НК «Роснефть». Награжден благодарственными письмами дочерних обществ ПАО «НК «Роснефть» и других нефтяных компаний.

В 2016 году М.И. Самойлов награжден региональной наградой международного сообщества инженеров-нефтяников «За достижения в области оптимизации и технологий процесса заканчивания скважины» по России и Каспийскому региону – как «свидетельство высокого профессионального уровня, технического мастерства, помощи коллегам и успешной деятельности SPE». В 2017 году за многолетний добросовестный труд получил благодарственное письмо председателя Тюменской городской думы.



Coiled Tubing Times Journal is interviewing M. Samoilov, Head of the Engineering Support Department of the Hydraulic Processing Station, RN-TSEPiTR (Tyumen).

In 2002 he graduated with honors from the Samara State University, specializing in Applied Mathematics and Translation in the Sphere of Professional Communication. In 2003, he completed his studies at the Heriot-Watt University with MS degree in Petroleum Engineering,

Reservoir Engineering. In 2003–2004 years. Successfully passed training in the Moscow Technological Center of NK "YUKOS" under the program of 12 courses of oil and gas business, led by experts of world level.

He has extensive experience in expert support of complex and unique works of hydraulic fracturing in oil and gas condensate fields of RN-Yuganskneftegaz, RN Nyaganneftegaz, Samotlorneftegaz, Varyoganneftegaz, Verkhnechonskneftegaz, ROSPAN INTERNATIONAL, RN-Uvatneftegaz and others. He is a leading specialist in the support of projects of fracturing of hard-to-recover reserves, applied geomechanical studies and other complex projects, and a participant in corporate expert councils. He is the author of numerous reports and articles on the topic of hydraulic fracturing and integrated integrated modeling, regional SPE lecturer, member of the program committees and moderator of the technology sections of conferences. He is actively engaged in developing the personnel and scientific and technical potential of Rosneft. Awarded with letters of thanks of Subsidiary Societies of NK Rosneft and other oil companies.

In 2016 M. Samoilov was awarded the regional award of the international community of oil engineers "For achievements in the field of optimization and technologies of the completion of the well" for Russia and the Caspian region – as "evidence of high professional level, technical skill, helping colleagues and successful activities of SPE." In 2017 For many years of diligent work he received a Thank You Letter from the Chairman of the Tyumen City Duma.

«Время колтубинга. Время ГРП»: Михаил Иванович, охарактеризуйте, пожалуйста, область Ваших профессиональных интересов. На какой проблематике сфокусирована Ваша деятельность?

Михаил Самойлов: Добрый день, Галина

Александровна. На протяжении длительного времени мы занимаемся широким спектром работ по инженерному сопровождению проектов ГРП.

Значительную часть рабочего времени посвящаем проектированию, сопровождению, анализу эффективности выполнения операций гидроразрыва пласта. Профиль нашей работы подразумевает возможность сопровождения работ ГРП не только удаленно (из офиса экспертного центра), но и непосредственно на месторождениях и/или в лабораториях. Все наши сотрудники имеют большой полевой опыт.

Помимо решения прямых профессиональных задач, стараюсь уделять время прикладным и теоретическим вопросам геомеханики, вопросам интегрированного моделирования, прикладного программирования. Вопросы на стыке различных дисциплин всегда интересны.

ВК: Какие проблемы решает инженерное сопровождение ГРП?

М.С.: Инженерное сопровождение – это деятельность на пересечении двух сфер активности: моделирования, что ближе к вопросам разработки месторождения, и аудита и контроля качества – технологической составляющей ГРП.

Мы, как сотрудники экспертного центра, сопровождаем наиболее сложные или перспективные работы: многостадийные ГРП, ГРП нетрадиционных коллекторов, ГРП в условиях тонких перемычек или аномально высоких давлений, в иных сложных геологических условиях. Есть подразделение, занимающееся кислотно- и кислотно-проппантными ГРП. Нам часто поручают и экспертизу выполнения проектов, выполняемых сервисными компаниями. Это происходит, когда необходимо повышение качества исполнения работ ГРП.

ВК: Могли бы Вы сформулировать критерии определения «экспертный» в Вашем понимании? Есть ли особенности, на основании которых можно выделить экспертное сопровождение на фоне инженерного сопровождения? И есть ли

Инженерное сопровождение – это деятельность на пересечении двух сфер активности: моделирования, что ближе к вопросам разработки месторождения, и аудита и контроля качества – технологической составляющей ГРП.

Engineering support is the activity at the intersection of two spheres of activity: modeling, which is closer to the issues of field development, and audit and quality control – the technological component of the hydraulic fracturing.

Coiled Tubing Times: Mikhail, please describe the area of your professional interests. On what issues is your activity focused?

Michail Samoilov: Good afternoon, Halina. For a long time, we have been engaged in a wide range of works on engineering support of fracturing projects.

We spend a considerable part of our working time designing, maintaining, analyzing the efficiency of hydraulic fracturing operations. The profile of our work implies the possibility of supporting hydraulic fracturing operations not only remotely (from the office of the expert center), but also directly, in the fields and/or in laboratories. All our employers have a great field experience.

In addition to solving direct professional problems, I try to devote time to applied and theoretical questions of geomechanics, integrated modeling, applied programming. Questions at the intersection of different disciplines are always interesting.

CTT: What problems are solved by the engineering support of hydraulic fracturing?

M.S.: Engineering support is the activity at the intersection of two spheres of activity: modeling, which is closer to the issues of field development, and audit and quality control – the technological component of the hydraulic fracturing.

We, as experts of the expert center, accompany the most complex or prospective works: multi-stage hydraulic fracturing, non-traditional fracturing, fracturing in thin shells or abnormally high pressures, in other complex geological conditions. There is a division dealing with acid and acid-proppant fracturing. We are often instructed and examination of the implementation of projects carried out by service companies. This happens when an improvement in the quality of hydraulic fracturing operations is necessary.

CTT: Could you formulate the criteria for determining "expert" in your understanding? Are there any features on the basis of which it is possible to distinguish expert support on the background of engineering support? And are there any significant differences from scientific and technical support from, for example, design institutes?

M.S.: A difficult question...

какие-либо знаковые отличия от научно-технического сопровождения со стороны, например, проектных институтов?

М.С.: Непростой вопрос...

Как уже говорилось ранее, эксперт ГРП должен обладать не только теоретическими знаниями в сфере проектирования и моделирования технологических процессов, но и иметь широкий кругозор в смежных областях: геологии, геомеханике, разработке месторождений, технологических вопросах внутрискважинных работ и заканчивания скважин. Эксперт ГРП – не просто инженер. Он, скорее, инженер-разработчик месторождений с глубоким пониманием процессов ГРП, так как оценивает область и условия проведения работ комплексно и (чаще всего) со стороны нефтегазодобывающей компании. В этом заключается отличие его задач от функционала инженера сервисной компании.

При этом эксперт, в полном смысле этого слова, обязательно должен иметь разносторонний «полевой опыт»: детально знать и понимать технологические процессы в своей и смежных сферах деятельности. Только в этом случае он компетентен в вопросах аудита и контроля качества технологических операций.

Успех работы ГРП зависит в одинаковой мере от лабораторной подготовки, моделирования и от качества выполнения работ на скважине. Следовательно, повышением качества только моделирования проблемы в нашей сфере не решить. Мы вовлечены в более широкий спектр не только геологических, но и технологических вопросов, в том числе с личным участием в сопровождении работ на месторождениях... В этом, наверное, основное наше отличие от сотрудников проектных институтов.

При этом каких-то ярко выраженных границ между сферами деятельности нет. Например, в отдельные периоды своей профессиональной деятельности я являлся сотрудником корпоративных проектных институтов. В иные периоды работал консультантом ГРП на Севере, вахтовым методом. Почти все сотрудники моего отдела имеют значительный стаж работы в нескольких сервисных компаниях ГРП. Так что нам не чужды любые схемы и сферы работы... Я бы сказал, что мы являемся связующим звеном между геологическими и технологическими направлениями разработки месторождений с привлечением методов ГРП.

As mentioned earlier, the expert of the hydraulic fracturing should have not only theoretical knowledge in the field of designing and modeling of technological processes, but also have a broad outlook in related fields: geology, geomechanics, field development, technological issues of downhole work and well completion. The expert of the hydraulic fracturing unit is not just an engineer. He is more likely a field engineer with a deep understanding of fracturing processes, because assesses the scope and conditions of work in a complex and (most often) on the part of the oil and gas producing company. This is the difference between his tasks and the engineer of the service company.

At the same time, the expert, in the full sense of the word, must necessarily have a diverse "field experience": to know in detail and understand the technological processes in its and related fields of

activity. Only in this case he is competent in the issues of audit and quality control of technological operations.

The success of the hydraulic fracturing works depends to the same extent on the laboratory preparation, modeling and on the quality of the work at the well. Therefore, the improvement of the quality of only the modeling of the problem in our area is not solved. We are involved in a wider range of not only geological, but also technological issues, including personal

participation in the maintenance of field work... This is probably our main difference from the staff of design institutes.

At the same time, there are no clearly defined boundaries between spheres of activity. For example, during certain periods of my professional career, I was an employee of corporate design institutes. In other periods he worked as a consultant to the hydraulic fracturing in the North, on a rotational basis. Almost all employees of my department have a significant work experience in several service companies of the hydraulic fracturing unit. So we are not strangers to any schemes and spheres of work ... I would say that we are the link between geological and technological areas of field development with the use of fracturing methods.

Эксперт ГРП должен обладать не только теоретическими знаниями в сфере проектирования и моделирования технологических процессов, но и иметь широкий кругозор в смежных областях: геологии, геомеханике, разработке месторождений, технологических вопросах внутрискважинных работ и заканчивания скважин.

The expert of the hydraulic fracturing should have not only theoretical knowledge in the field of designing and modeling of technological processes, but also have a broad outlook in related fields: geology, geomechanics, field development, technological issues of downhole work and well completion.

БК: Какие факторы нужно учитывать при планировании конкретной операции ГРП?

М.С.: Существует стандартный набор входных данных: конструкция скважины, каротажный материал, дополнительные данные по геофизическим и фильтрационно-емкостным свойствам пластов. Обязательно понимание геомеханических свойств, необходимо знание технологических параметров жидкости ГРП.

Проблема заключается в том, что предоставить полный пакет входных данных в большинстве случаев невозможно. Поэтому приходится прибегать к сравнительному анализу, находить взаимосвязи для «восстановления» недостающей информации.

Главной целью является решение задач по разработке конкретных нефтегазовых залежей, в частном случае – достижение планируемой продуктивности скважин после выполнения работ ГРП с соблюдением всех стандартов контроля качества.

БК: Какие виды ГРП наиболее востребованы в Западной Сибири? В качестве таковых очень часто называют многостадийные ГРП.

М.С.: Да, горизонтальные и наклонно-направленные скважины с многостадийными ГРП – новый шаг технологий последнего десятилетия.

Перспективная задача ближайшего будущего, актуальность которой только возрастает, – повторные МГРП на существующем фонде скважин.

Проведение первой серии МГРП на новых скважинах можно рассматривать как последнюю стадию заканчивания этих скважин. Технологические задачи первичного ГРП при соблюдении стандартов качества решаются стандартными, известными способами.

Особый интерес вызывает проведение повторных МГРП на фонде скважин, где ГРП проводился ранее. Большая часть конструкций существующих горизонтальных скважин изначально не подразумевала проведения повторных МГРП. Из-за этого мы имеем ряд проблем и технологических ограничений, кардинально влияющих на успешность и эффективность повторных МГРП. К сожалению, ни одна из существующих технологий не гарантирует 100%-й результативности повторных МГРП. Я бы даже сказал, что работа осуществляется в терминах теории вероятности: мы стремимся повысить вероятность благоприятного исхода и снизить вероятность возникновения технических рисков, избежать которых полностью не можем по объективным причинам. Это сложная и интересная аналитическая работа. И ее доля в инженерном сопровождении, по моему мнению, будет только возрастать.

СТТ: What factors need to be considered when planning a specific operation of hydraulic fracturing?

M.S.: There is a standard set of input data: well design, logging material, additional geophysical data and data on reservoir properties. It is necessary to understand the geomechanical properties, it is necessary to know the technological parameters of the hydraulic fracturing fluid.

The problem is that it is impossible to provide a complete package of input data in most cases. Therefore, we have to resort to a comparative analysis, to find interrelations for "restoring" the missing information.

The main goal is to solve the problems of developing specific oil and gas deposits, in particular, to achieve the planned productivity of the welded joints after the work of the hydraulic fracturing unit, in compliance with all quality control standards.

СТТ: What types of hydraulic fracturing are most in demand in Western Siberia? As such, multistage fracturing is often called.

M.S.: Yes, horizontal and directional wells with multistage fracturing are a new step in the technologies of the last decade.

A forward-looking task of the near future, the relevance of which is only increasing – the repeated MSHF on the existing well stock.

The first series of MSHF on new wells can be considered as the last stage of completion of these wells. Technological tasks of the primary hydraulic fracturing, with observance of the quality standards, are solved by standard, known methods.

Of particular interest is the holding of repeated MSHF at the well fund, where the fracturing was carried out earlier. Most of the designs of existing horizontal wells did not initially imply repeated MSHF. Because of this, we have a number of problems and technological limitations that radically affect the success and effectiveness of the repeated MSHF. Unfortunately, none of the existing technologies guarantees 100% effectiveness of repeated MSHFs. I would even say that the work is carried out in terms of probability theory: we strive to increase the likelihood of a favorable outcome and reduce the likelihood of technical risks, which we cannot completely avoid for objective reasons. This is a complex and interesting analytical work. And its share in engineering support, in my opinion, will only increase.

Перспективная задача ближайшего будущего, актуальность которой только возрастает, – повторные МГРП на существующем фонде скважин.

A forward-looking task of the near future, the relevance of which is only increasing – the repeated MSHF on the existing well stock.

БК: Наибольшую роль в повторном ГРП играет инновационное оборудование?

М.С.: Конечно. Это и инновационные блокирующие материалы, адаптивные муфты (открывающиеся и закрывающиеся), и селективные и чашечные пакеры, и работы ГРП с привлечением ГНКТ. С другой стороны, успех повторных ГРП зависит не только от оборудования, но и от генерирования и реализации новых идей и подходов. Это нематериальная инновационная составляющая.

Оборудование и инновационные подходы равнозначны по важности.

БК: Что можно сказать о развитии ГРП в России в целом? Наблюдается ли отставание в технологиях проведения ГРП российскими сервисными компаниями по сравнению с зарубежными?

М.С.: Рынок ГРП в России очень перспективен и является одним из самых быстрорастущих. Не секрет, что все нефтегазовые компании России испытывают потребность в дополнительном количестве флотов и иного оборудования ГРП.

Ограничения, введенные Западом в технологиях и программном обеспечении, стимулируют развитие отечественной производственной базы и симуляторов ГРП. Работы еще много, но мы быстро наверстываем разрыв. Например, активно разрабатываются симуляторы ГРП, оборудование для заканчивания скважин, оборудование флотов ГРП.

Также мы испытываем большую потребность в повышении квалификации инженерного и рабочего персонала.

БК: Каково Ваше видение способов повышения квалификации сотрудников? Должны быть открыты дополнительные факультеты в вузах? Или это должны быть курсы повышения квалификации?

М.С.: Это непростой вопрос... Сначала приведу доводы, а потом обобщу их в своих выводах и предложении.

В начале беседы мы обсудили, что теоретическая и практическая часть в инженерной подготовке одинаково важны. Теоретическую подготовку вузы обеспечивают, с практической подготовкой – сложнее.

На данный момент неизвестен ни один российский вуз, имеющий «учебный флот ГРП». Или 3D-тренажер, занятия на котором смогут заменить практические занятия в полевых условиях или на физическом макете флота. Объективно в подобных условиях обучение сведется к теоретической подготовке с различным уровнем погружения в математическое моделирование (в зависимости от возможностей математической школы вуза). В общих чертах это будет та же специальность «разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», только с целенаправленно

CTT: The greatest role in re-fracturing is played by innovative equipment, isn't it?

M.S.: Of course. These include innovative blocking materials, adaptive couplings (opening and closing), and selective and cup packers, and hydraulic fracturing operations. On the other hand, the success of repeated fracturing depends not only on equipment, but also on the generation and implementation of new ideas and approaches. This is an intangible innovative component.

Equipment and innovative approaches are of equal importance.

CTT: What can be said about the development of hydraulic fracturing in Russia as a whole? Is there a backlog in the technology of hydraulic fracturing by Russian service companies in comparison with foreign ones?

M.S.: The market of hydraulic fracturing in Russia is very promising and is one of the fastest growing. It's no secret that all Russian oil and gas companies are in need of an additional number of fleets and other hydraulic fracturing equipment.

Restrictions imposed by western countries in technologies and software stimulate the development of the domestic production base and simulators of hydraulic fracturing. There is still a lot of work, but we are quickly on the brink of a break.

For example, hydraulic fracturing simulators, well completion equipment, hydraulic fracturing equipment are being actively developed.

Also, we feel a great need for upgrading the skills of engineering and working personnel.

Рынок ГРП в России очень перспективен и является одним из самых быстрорастущих.

The market of hydraulic fracturing in Russia is very promising and is one of the fastest growing.

CTT: What is your vision of ways to improve the skills of employees? Should additional faculties be opened in universities? Or should it be refresher courses?

M.S.: This is not an easy question... First, I will give reasons, and then generalize them in my conclusions and suggestions.

At the beginning of the conversation we discussed that the theoretical and practical parts in engineering training are equally important. Universities provide theoretical training, the situation with practical training is complicated.

At the moment, not a single Russian university is known, which has a "training fleet of hydraulic fracturing" or a 3D simulator, where lessons can replace practical exercises in the field or on a physical model of the fleet. Objectively under such conditions, training will be reduced to theoretical training with different levels of immersion in mathematical modeling (depending on the

суженной программой по предметам специализации. Это довольно сильно ограничит область вовлечения и востребованности рынком таких выпускников вузов. Следует учитывать, что спрос на инженеров ГРП растет, но рынок ГРП обладает намного меньшей емкостью, чем таковой в бурении, внутрискважинных работах, геологии и разработке месторождений.

По моему мнению, лучшим вариантом подготовки и переподготовки специалистов ГРП является система модульного обучения, периодически проводимых школ, курсовых работ – как заданий слушателям на период прохождения стажировки во флотах и лабораториях ГРП. Необходимо наличие полноразмерного тренажера в виде флота ГРП с возможностью имитации различных рабочих ситуаций для тренировки учебных групп. Также необходимо наличие учебных лабораторий как стационарного, так и полевого варианта. Лучшие центры обучения были реализованы в компаниях «Шлюмберже» и «Халлибертон». Думаю, по обсуждаемому направлению желательнее брать пример с указанных сервисных компаний.

Озвученное мнение является личным. Вопрос подготовки специалистов – это повод для серьезного обсуждения.

ВК: В «Роснефти» действует собственное подразделение по проведению ГРП. Что Вы можете сказать о нем?

М.С.: Да, структурным подразделением ПАО «НК «Роснефть» является ООО «РН-ГРП», занимающееся в том числе сервисными работами ГРП. Сейчас идет наращивание технологических и технических возможностей этого дочернего общества. Большое внимание уделяется подготовке инженерных кадров, в чем лидирующую роль исполняет начальник отдела по технологиям и инженерному сопровождению Константин Байдюков.

У нас несколько совместных проектов: от составления локальных нормативных документов до участия в обсуждении, тестировании и оптимизации нашего корпоративного симулятора ГРП «РН-Грид», разрабатываемого нашим корпоративным институтом ООО «РН-УфаниПИнефть».

Мы совместно работаем над повышением качества проектирования и выполнения ГРП – это наша общая цель.

ВК: Каким Вы видите российский рынок ГРП в ближайшие 5–10 лет? Какие технологии будут на пике востребованности?

capabilities of the school's mathematical school). In general terms, it will be the same specialty "Development and operation of oil and gas fields", only with a purposefully narrowed program in the subjects of specialization. This will severely limit the scope of involvement and demand for such graduates of higher education institutions by the market. It should be borne in mind that the demand for hydraulic fracturing engineers is increasing, but the fracturing market has much less capacity than that in drilling, downhole, geology and field development.

In my opinion, the best option for training and retraining of hydraulic fracturing specialists is a system of modular training, periodic schools, and coursework – as assignments for trainees for the period of internship in fleets and laboratories of hydraulic fracturing units. It is necessary to have a full-size simulator in the form of a hydraulic fracturing fleet with the ability to simulate various operational situations for training groups. It is also necessary to have training laboratories: both stationary and field versions. The best training centers were realized in the companies "Schlumberger" and "Halliburton". I think, in the discussed direction it is desirable to take an example from the specified service companies.

The opinion expressed is personal. The issue of training specialists is an occasion for serious discussion.

CTT: Rosneft has its own subdivision in the field of hydraulic fracturing. What can you say about it?

M.S.: Yes, the structural subdivision of NK Rosneft is RN-GRP, which, in particular, is engaged in servicing the hydraulic fracturing unit. Now the technological and technical capabilities of this

subsidiary are growing. Much attention is paid to the training of engineering personnel, in which the leading role is performed by the head of the department for technologies and engineering support Konstantin Baidyukov.

We have several joint projects: from drawing up local normative documents to participation in discussion, testing and optimization of our corporate simulator of the

Новые технологии с возможностью проведения гидropескоструйной перфорации и последующего ГРП будут развиваться. Пока рост их применения ограничен сравнительно высокой стоимостью услуг колтюбинга и санкционными ограничениями на подобные забойные компоновки ГРП.

New technologies with the possibility of hydro-sandblasting perforation and subsequent hydraulic fracturing will develop. For the time being, the growth of their use is limited by the relatively high cost of coiled tubing services and the sanctions imposed on similar fracture measured depth layouts.

М.С.: Скорее всего, **тренд на многостадийный ГРП сохранится, и будет активно развиваться направление повторного многостадийного ГРП.**

Новые компоновки заканчивания скважин с возможностью открытия и закрытия фрак-портов, технологии с использованием селективных (в том числе чашечных) пакеров, способных функционировать при высоких рабочих давлениях, будут востребованы.

Новые технологии с возможностью проведения гидropескоструйной перфорации и последующего ГРП будут развиваться. Пока рост их применения ограничен сравнительно высокой стоимостью услуг колтюбинга и санкционными ограничениями на подобные забойные компоновки ГРП.

Появятся и будут дорабатываться отечественные симуляторы ГРП. Возрастет роль, точность и требования к геомеханическим моделям и данным. Будут доработаны модели дискретных сеток трещин ГРП. Все это естественно, потому что фокус внимания будет постепенно смещаться в сторону трудноизвлекаемых запасов углеводородов. По той же причине большое внимание будет уделяться новым расклинивающим агентам (пропантам) и жидкостям ГРП с малой вязкостью, но хорошими транспортирующими свойствами.

Это общие тенденции, известные большинству сотрудников, имеющих отношение к ГРП.

Лично мне кажется, что возрастет запрос на технологии достоверных «точечных» обработок малотоннажными ГРП с прогнозируемым ограничением размеров трещин. Истощение запасов углеводородов на значительном количестве месторождений будет стимулировать подобные работы с требованием снижения риска прорыва трещин в соседние нежелательные горизонты.

Высока вероятность интеграции симуляторов ГРП в симуляторы гидродинамического моделирования для оптимизации разработки месторождения в целом. Однако нам придется решить ряд задач по достоверному переносу параметров трещин ГРП в гидродинамические симуляторы, т.к. прямой поэлементный перенос некорректен в силу как минимум двух причин:

- 1. По причине отличия понятий «закрепленная длина» и «эффективная» длина трещин;**
- 2. По причине необходимости учета влияния на проводимость трещины завершающих этапов работ КРС и вывода скважин на режим после ГРП.**

ВК: Какое количество стадий ГРП можно прогнозировать?

RN-Grid GRP, developed by our corporate institute RN-UfaNIPIneft.

We are working together to improve the design and implementation of hydraulic fracturing – this is our common goal.

CTT: How do you see the Russian market of hydraulic fracturing in the next 5–10 years? What technologies will be at the peak of demand?

M.S.: Most likely, **the trend for multi-stage hydraulic fracturing will be preserved, and the direction of repeated multi-stage hydraulic fracturing will be actively developed.**

New layouts for completion of wells with the ability to open and close tail-ports, technology using selective (including cup) packers, capable of operating at high operating pressures, will be in demand.

New technologies with the possibility of hydro-sandblasting perforation and subsequent hydraulic fracturing will develop. For the time being, the growth of their use is limited by the relatively high cost of coiled tubing services and the sanctions imposed on similar fracture measured depth layouts.

Domestic simulators of hydraulic fracturing will appear and will be improved. The role, accuracy and requirements for geomechanical models and data will increase. The models of discrete grids of hydraulic fracturing will be improved. All this is natural, because the focus of attention will gradually shift towards hard-to-recover hydrocarbon reserves. For the same reason, much attention will be paid to new proppants and fracturing fluids with low viscosity, but good transport properties.

These are general trends known to most employees related to hydraulic fracturing.

Personally, it seems to me that the demand for technology of reliable "point" treatments with low-tonnage fracturing will increase with the predicted crack size limitation. Depletion of hydrocarbon reserves on a significant number of deposits will stimulate such work with the requirement to reduce the risk of breakthrough of cracks in neighboring undesirable horizons.

There is a high probability of integration of hydraulic fracturing simulators in simulators of hydrodynamic modeling for optimization of field development as a whole. However, we will have to solve a number of problems related to the reliable transfer of fracture parameters to hydrodynamic simulators. direct item-by-element transfer is incorrect for at least two reasons:

- 1. Due to the difference between the concepts "fixed length" and "effective" length of cracks;**
- 2. Because of the need to take into account the effect on the conductivity of the fracture of the**

М.С.: Большое: нет смысла говорить о каких-то точных цифрах, счет может идти на десятки. В основном сняты технологические факторы заканчивания скважин, ограничивавшие количество трещин. Но не сняты вопросы освоения и эксплуатации длинных горизонтальных скважин. Чувствительность длинных скважин к рискам строительства, заканчивания, стимуляции притока, эксплуатации возрастает с ростом количества трещин. В итоге основным определяющим фактором строительства длинных горизонтальных скважин с МГРП становится детальный риск-анализ и экономическая целесообразность.

Я бы не связывал успешность проектов многостадийных ГРП в будущем исключительно с увеличением числа стадий. Как мы понимаем, при увеличении стадийности ГРП удельная эффективность каждой следующей стадии снижается в силу интерференции, неидеальности распространения трещин и др. Это принцип «падающей доходности». В разных геологических, технологических и экономических условиях существует оптимальное количество стадий ГРП с оптимальными параметрами созданных трещин. Возможно, это не абсолютные значения, а интервал значений.

Поэтому для разных объектов разработки (а иногда и для отдельных участков больших месторождений) в различных условиях длина горизонтальных стволов, параметры и количество трещин варьируется, причем не только территориально, но и во времени, в зависимости от меняющихся условий.

ВК: А как будет развиваться инженерное сопровождение ГРП?

М.С.: В столь сложном технологическом процессе, как ГРП, в одной точке контакта сходятся и геология, и вопросы разработки, геомеханики, и технологические аспекты самого исполнения. Возрастающая сложность геологических условий, ускорение и усложнение технологических процессов, усложнение оборудования и схем взаимодействия специалистов разных областей нефтегазового дела требует подходов, когда решения и корректировки могли бы приниматься своевременно.

Я думаю, мы будем двигаться в сторону интеграции инженерного сопровождения в вопросы разработки месторождений. При этом понимание разработки месторождения будет трансформироваться. Трудноизвлекаемые запасы и месторождения на поздних стадиях разработки стимулируют развитие многофункциональных групп. И наш опыт работ на Самотлорском и других зрелых месторождениях, тюменской и баженовской свитах, трещиноватых коллекторах подтверждает данный вывод.

final stages of work and workover the withdrawal of wells to the regime after fracturing.

CTT: How many fracture stages can be predicted?

М.С.: Great: it makes no sense to talk about some exact figures, the bill can go to dozens. Basically, technological factors of completion of wells were removed, limiting the number of cracks. But the issues of development and operation of long horizontal wells have not been removed. The sensitivity of long wells to the risks of construction, completion, stimulation of inflow, exploitation increases with the increase in the number of cracks. As a result, the main determining factor in the construction of long horizontal wells with MSHF becomes detailed risk analysis and economic feasibility.

I would not link the success of multi-stage hydraulic fracturing projects in the future solely with an increase in the number of stages. As we understand, with increasing stages of fracturing, the specific efficiency of each next stage is reduced due to interference, non-ideal crack propagation, etc. This is the principle of "falling yield". In different geological, technological and economic conditions, there is an optimal number of stages of fracturing with optimal parameters of the created cracks. Perhaps these are not absolute values, but an interval of values.

Therefore, for different development objects (and sometimes for individual sections of large deposits) under different conditions, the length of horizontal wellbores, parameters and number of cracks varies, not only territorially, but also in time, depending on changing conditions.

CTT: And how will the engineering support of the hydraulic fracturing develop?

М.С.: In such a complicated technological process as hydraulic fracturing, geology, development issues, geomechanics, and technological aspects of the execution itself converge at one point of contact. The increasing complexity of geological conditions, the acceleration and sophistication of technological processes, the complexity of equipment and schemes of interaction between specialists in different fields of oil and gas business require approaches when decisions and adjustments could be made in a timely manner.

I think we will move towards integration of engineering support into the oilfield development. At the same time understanding of the field development will be transformed. Difficult to extract reserves and deposits in the late stages of development stimulate the development of multifunctional groups. And our experience in Samotlor and other mature fields, Tyumen and Bazhenov Formations, fractured reservoirs confirms this conclusion.

Interviewer – Halina Bulyka, Coiled Tubing Times

Повышение операционной эффективности капитального ремонта скважин и бурения на ГНКТ с помощью винтовых забойных двигателей с силовой секцией Evenwall™ и циркуляционного переводника PBL

Sound Practices in Improving Operational Efficiencies Utilizing Motors with Evenwall™ Power Section Technology and PBL Bypass Systems in CTD and Workover Applications

Фарход ХАМИДОВ, глобальный менеджер по развитию бизнеса и маркетингу, BICO Drilling Tools, Inc.

Farhod HAMIDOV, Global Business Development & Marketing Manager, BICO Drilling Tools, Inc.

Недавний спад нефтегазового рынка из-за избытка добычи нефти оказал значительное влияние на нефтегазовую отрасль, заставив добывающие компании произвести переоценку операционных затрат. Вопрос рентабельности добычи нефти наложил ограничения не только на добывающие компании, но и на сервисные компании и поставщиков. В рамках обеспечения рентабельности и эффективности сервисных работ в текущей экономической ситуации производители внутрискважинного оборудования играют ключевую роль в разработке эффективных решений по поставке инструментов и передовых технологий.

Винтовые забойные двигатели (ВЗД) со стандартной силовой секцией используются в стандартных операциях с применением ГНКТ на протяжении многих лет. Однако увеличение длины скважин с большим отходом от вертикали и длинными горизонтальными участками требует разработки новых технологий для обеспечения достаточной мощности для достижения заданных глубин в условиях агрессивных сред.

Поэтому, чтобы избежать непроизводительного времени и сбоев оборудования, перед спуском ВЗД на ГНКТ необходимо ознакомиться с общими принципами.

Жидкости

Агрессивные жидкости могут не только сократить срок эксплуатации ВЗД, но и привести к поломке. Такие жидкости, как ксилол, дизельное топливо, растворы метанола, сырая нефть с низкой анилиновой точкой и высоким содержанием ароматических углеводородов, могут оказывать негативное воздействие на ВЗД и в некоторых случаях привести к выходу их из строя. При использовании сжимаемых жидкостей с воздухом и азотом необходимо добавлять такие смазывающие агенты, как пена или распыленная жидкость.

Такие коррозионные среды, как буровой раствор, углекислый газ, сероводород, могут оказать



Recent global oilfield recession due to overproduction of crude oil has had a significant impact on oil and gas industry thus forcing operators to reevaluate operational expenditures. Producing oil to achieve profitability has put constraints not only on operators, but had a direct effect on service companies and the equipment suppliers. In order to survive and achieve profitability in current economic environment, downhole tool manufacturers play a vital role in the development of value added solutions through supply of fit-for-purpose tools and advanced technology to achieve efficiency and profitability.

Downhole drilling motors with conventional power sections have been a workhorse of the benign coiltubing operations for many years. With the trend to drill long horizontals and ERD (extended reach wells) with long lateral sections had pushed CTD industry to develop new technology in order to provide enough power in order to reach the required depths and withstand aggressive environments.

Thus, prior to running a coiltubing motor downhole, there are a few general operational guidelines that need to be taken into consideration in order to avoid NPT (non productive time) and failures:

Fluids

Destructive fluids may not only shorten the motor's life, but also prevent it from performing. Fluids such as xylene, diesel, methanol solutions, and crude oils with low aniline points and high aromatics may have detrimental or even catastrophic effect on the motor. Additionally, use of compressible fluids such as air or nitrogen will require lubrication by adding foam or mist.

Corrosive fluids such as brines, acids, CO₂ and sour H₂S (Hydrogen Sulfide) environment can be detrimental to the rotor of the power section and motor as a whole.

негативное воздействие на ротор силовой секции и весь двигатель в целом.

Забойная температура

Еще одним важным фактором, оказывающим влияние на работу ВЗД, является забойная температура. Зачастую ВЗД работают при температурах, превышающих технические ограничения для эластомеров. Работа при температуре, превышающей 176 градусов Цельсия, повышает эффект гистерезиса, что может привести к чрезмерной деформации стандартных эластомеров и корпуса статора из-за неравномерной толщины элементов эластомера.

Сегодня технологии производства силовых секций ВЗД вышли на новый уровень. Компания BICO Drilling Tools, Inc. разработала статоры Evenwall®, в которых резиновые элементы располагаются равномерно с одинаковой толщиной по телу статора. Также в конструкцию статора входит уникальная спиральная труба, которая обеспечивает поддержку и устойчивость силовой секции, что позволяет проводить эффективные работы с высоким расходом жидкости.

Помимо уникальной конструкции ВЗД, при производстве эластомеров подбирается специальный материал, который обеспечивает работоспособность инструмента при забойной температуре выше 204 °C, а также стойкость к таким жидкостям, как: ароматические соединения, растворители, азотированные жидкости (при бурении на депрессии) и растворы на нефтяной основе. Усовершенствование конструкции статора и характеристик эластомеров может значительно повысить эффективность и срок эксплуатации ВЗД. Статоры Evenwall с меньшим количеством резиновых элементов позволяют обеспечить большую мощность, меньшее количество заклиниваний и большую скорость проходки, что приводит к уменьшению времени на фрезерование и повышению эффективности промывки и других операций. Более того, увеличенный крутящий момент повысит мощность, что позволит проводить бурение быстрее и на большие глубины.

Несмотря на усовершенствование силовой секции для повышения расхода жидкости, максимальный расход гидравлического двигателя ограничен и не всегда обеспечивает достаточную скорость в затрубном пространстве для эффективной промывки.

Как правило, геометрия ствола скважины и характеристики жидкости затрудняют турбулентный поток, а в некоторых случаях делают создание турбулентного потока невозможным. Максимальный расход по жидкости при бурении на ГНКТ зачастую ограничен техническими характеристиками ВЗД и максимально допустимым давлением на устье (для уменьшения износа трубы). Как правило, минимальная скорость жидкости в затрубном пространстве при бурении на ГНКТ с неутяжеленными растворами составляет 36 м/мин в вертикальном стволе и 72 м/мин в горизонтальном стволе.

Таким образом, проблемами при бурении на ГНКТ в горизонтальных и искривленных скважинах

BHT (Bottomhole Temperatures)

Bottomhole temperature is another crucial factor on motor performance. Motors are often run beyond their specifications exceeding the temperature ratings of the elastomer. Operating in the temperatures above 350F (approximately 176 Celsius) increases the hysteresis, therefore putting excessive strain on conventional elastomers and stator tubes where rubber is lined unevenly.

CT technology has come far with advanced techniques in manufacturing power sections. More specifically, BICO Drilling Tools, Inc. contoured Evenwall® stators that yield uniform rubber thickness across the stator as well as supported unique spiral tube equally formed in the same manner, which provides more stability to the power section and translates into improved production, high flow rates and optimal performance.

In addition to the unique design, optimal and proprietary elastomeric compounds have been selected in manufacturing process to withstand high bottomhole temperatures above 400F (approximately 204 Celsius) and aggressive fluids such as aromatics, solvents, and nitrogen rich (underbalanced) environments and oil-based mud systems. These improvements to the design of the stator and properties of the elastomer have significantly



Рисунок 1 – Технология Evenwall™
Figure 1 – Evenwall™ Technology

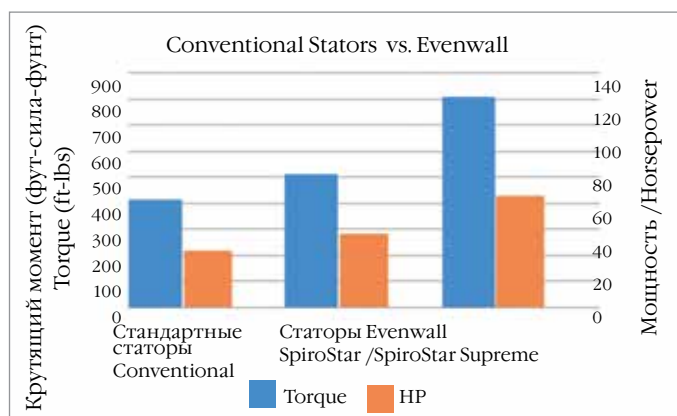


Рисунок 2 – Сравнение мощности и крутящего момента: стандартный ВЗД и ВЗД Evenwall 2-7/8 5/6 3.5

Figure 2 – HP Conventional vs. Evenwall 2-7/8 5/6 3.5 Comparison – HP, Torque

являются невозможность вращения ГНКТ и ограниченный расход по жидкости. Основная проблема – обеспечение достаточно большой скорости жидкости для качественной промывки ствола и предупреждения прихватов. Большая часть шлама скапливается в одном участке скважины в нижней части ствола. Это увеличивает трение и повышает вероятность засыпания КНК шламом, что может привести к прихвату и оставлению участка колонны и КНК в скважине.

Циркуляционный переводник PBL представляет собой простой и надежный инструмент, который позволяет увеличить расход при циркуляции. Данный инструмент может использоваться для следующих операций с ГНКТ: промывка ствола, удаление шлама и песчаных пробок во время фрезерования, понижение трения на гибкую трубу. Система обеспечивает полную изоляцию КНК, что позволяет сократить затраты, связанные с повреждениями КНК во время кислотных обработок и других операций, где используются такие агрессивные среды, как: азот, пена, кислота и коррозионно-активные реагенты.

Инструмент активации байпаса PBL позволяет в 3 раза увеличить расход жидкости. Было доказано, что увеличение расхода жидкости позволяет сменить режим течения с ламинарного на турбулентный. Благодаря возможности многократной активации байпаса промывку ствола скважины можно проводить несколько раз в зависимости от состояния ствола во время промывки.

Заключение

Благодаря оптимизации работы КНК забойные двигатели BICO Evenwall вместе с встроенной в КНК системой многократной активации байпаса PBL находят все более широкое применение в бурении на ГНКТ как в домашнем регионе, так и в других странах. Данные технологии позволили добывающим компаниям успешно проводить работы в горизонтальных скважинах и скважинах с большим отходом от вертикали, а также повысить эффективность работ и сократить затраты, связанные с поврежденным забойным оборудованием, и общие затраты на скважино-операцию.

Опыт применения

Месторождение Иглфорд, США

В ряде скважин компании-оператора уровень добычи снизился до 5–10 баррелей в день. Как правило, в случае, если добычу не получается поднять до рентабельного уровня, скважину ликвидируют. Здесь было принято решение провести нормализацию забоя на ГНКТ с компоновкой, включающей в себя циркуляционный переводник PBL многократной активации диаметром 73 мм и забойный двигатель BICO SpiroStar™ диаметром 73 мм. Двигатель был предназначен для промывки скважины, а с помощью инструмента PBL в скважину

improved overall performance and durability of the hydraulic motors. The Evenwall™ stators having less rubber, yield more power, stall less thus enhancing ROP resulting in reduced milling times, successful cleanout operations, as well as other well intervention operations. More importantly, additional torque result in additional horse power, thus enabling motors to drill faster and further.

Despite the advances in the power section technology to achieve higher pump rates, the maximum flow rate of the hydraulic motor is limited and does not always provide enough annular velocities that assure sufficient cleanout.

“Geometries and fluid properties commonly encountered in operations mean it is often difficult, and frequently impossible, to achieve turbulent flow. Maximum flow rate in CTD operations is typically constrained by the downhole motor specification and limitations on surface pressure (related to efforts to minimize CT string fatigue). Historical rule-of-thumb guidelines for minimum CTD annular velocities with nonviscosified fluids are 120 ft/min in vertical wellbores and 240 ft/min in horizontal wellbores.”

Thus, absence of tubing rotation and limited flow in CTD operations present challenges in horizontal and highly deviated wellbores. The primary challenge is achieving a high enough fluid velocity for proper hole cleaning and avoiding getting stuck. The majority of the low side debris built up remains stationary in cutting bed, while settling at the bottom of the curve, causing excessive drag and possibly packing off the BHA, and thus increasing the chance of getting stuck and leaving a part of the work string and the BHA in the hole.

The PBL Multiple Activation Bypass System is a simple and reliable tool that enables to achieve increased circulating rates and can be applied in various coiltubing applications. These CT and workover applications include hole cleaning, elimination of debris and sand bridges during milling operations, reducing friction and drag on coil, reducing short trips as well as provide complete isolation of the BHA eliminating costs associated with damages to the bottomhole assembly through the displacement of various detrimental fluids such as nitrogen, foam, acid/corrosive substances while performing acidizing, stimulation treatments and other operations.

By activating the PBL tool the operator has the ability to increase the flow rate up to 300%. It has been proven that this increase in flow changes the characteristics of the fluid from laminar to turbulent flow. With multiple activations available, the hole can be cleaned numerous times on the need basis depending hole conditions during the cleanout process.



Рисунок 3 – Система многократной активации байпаса PBL

Figure 3 – PBL Multiple Activation Bypass System

закачивалась кислота, азот и пена для обработки ранее созданных трещин ГРП. Также с помощью инструмента PBL осуществлялась защита двигателя и остальной части КНК от повреждений, к которым зачастую приводит воздействие кислоты.

В результате уровень добычи вырос с 7 до 135 баррелей в сутки. Также циркуляционный переводник PBL позволил уменьшить количество повреждений забойного инструмента, возникающих при воздействии кислоты или азота при прокачке через забойный двигатель. Возможность многократной активации циркуляционного переводника PBL позволила прокачать кислоту без повреждений КНК. Раствор, который прокачивался после кислоты, позволил исключить потенциальные повреждения колонны ГНКТ. Данная технология позволила сократить затраты также и на других скважинах.

Астрахань, Россия

Перед компанией-оператором в России стояла задача промыть пробку в НКТ в одной из скважин. Согласно данным по работе скважин на данном месторождении, был сделан вывод о том, что на пробке скопились отложения сульфата бария. Ликвидация данного типа отложений является сложным процессом и требует особого подхода. Промывка скважины являлась очень важной операцией также из-за наличия сероводорода в концентрациях до 20%.

Были рассмотрены различные методы промывки скважин, и было принято решение провести фрезерование. Было подобрано следующее оборудование: забойный двигатель BICO Spiral Star 42,9 мм и долото типа PDC 50,29 мм. Оборудование было подобрано исходя из типа пробки и минимального внутреннего диаметра 57,8 мм в нижнем посадочном nipple. В результате забойный двигатель BICO успешно зарекомендовал себя как наиболее оптимальный забойный двигатель для данной работы благодаря оптимальным значениям крутящего момента и расхода жидкости.

Циркуляция в скважине с высоким содержанием сероводорода поддерживалась всегда, что позволило в процессе фрезерования направить всю жидкость (40%-й водометанольный раствор) в пласт. После 11 часов фрезерования было замечено изменение веса колонны и снижение дифференциального давления на двигатель. Вскоре после этого инструмент достиг целевой глубины. Данная операция была признана успешной, и ключевую роль в достижении поставленных целей сыграл забойный двигатель BICO.

Провинция Альтаграция Ориноко, Венесуэла

Компания-оператор проводила сложную работу по промывке газовой скважины. Необходимо было вымыть кристаллизовавшийся карбонат кальция в призабойной зоне пласта. На участке залегания карбоната кальция 2512–2644 м забойная температура превышала 204 °C. Предыдущие операции по промывке скважины с помощью

Summary

Combining BICO Evenwall™ Motors in conjunction with PBL multiple activation bypass systems placed in the BHA had become more prevalent in CTD practice as a part of coiltubing BHA optimization not only domestically, but also internationally. It had enabled operators to successfully conduct operations in horizontal and ERD wells, operate efficiently, and save costs associated with the damage to downhole equipment and operation as a whole.

Case Histories

Eagleford, USA

Operator had series of wells where production had dropped to ≈ 5-10 BOPD. If production could not be increased to commercial levels then the wells would have to be P&A'd. To perform the CTD operation, BHA consisted of BICO 2-7/8" PBL tool (multiple activating circulating sub) and BICO 2-7/8" SpiroStar™ motor. The motor was used to clean out the wellbore, while the PBL was used to pump an acid, nitrogen and foam mixture to clean out existing fractures to stimulate the well. The PBL was also utilized to isolate the motor and remaining BHA from damages often associated with pumping acid.

As a result, production was increased from 7 to 135 BOPD. Incremental savings through use of a PBL sub saved a substantial amount in damages that are normally encountered if acid or nitrogen is pumped through a motor. Multiple activation feature of the PBL permitted both the spotting of acid without damage to the BHA, subsequent chemical slurry was pumped in order to neutralize potential damage to the string of coil tubing. This operation and its savings have since been repeated on multiple wells.

Astrakhan, Russia

Operator in Russia had a challenging task to perform a plug cleanout located in the production tubing on one of their wells. Regarding past data and experience in this field, the plug was suspected to be barium sulfate scale. This type of scale is very hard and requires the proper approach to be successful. There are also the presents of H₂S in concentrations up to 20%, therefore sweetening of the wellbore was critical.

Several cleanout methods were considered and the decision was made to RIH with a milling assembly. The BICO 1.69" (42.9 mm) Spiral Star motor and a 1.98" (50.29 mm) PDC bit was selected. This was dictated by the type of plug to be milled and the minimum restriction of 57.8 mm at the lowest landing nipple. The BICO motor was the perfect candidate for this job because of the torque output and optimum flow rate.

Because communication to the wellbore was not completely lost, all fluids (40% methanol/water) during milling were directed into the formation due to the excessive H₂S concentrations. After 11 hours of milling hanging weight of the string and loss of differential pressure at the motor was observed. TD

забойных двигателей со стандартной силовой секцией не привели к положительному результату.

После неудачных попыток был выбран забойный двигатель BICO SSS150 Evenwall™ диаметром 73 мм с торцевой фрезой диаметром 82 мм.

Возможность работы в агрессивной среде при высоких температурах, а также возможность обеспечить расход раствора хлорида калия около 340 баррелей через каждую секцию обеспечили бесперебойную работу двигателя.

По сравнению с другими данная работа была выполнена без сбоев. В результате компания-оператор стала применять все КНК, совместимые с забойными двигателями BICO.

Комодоро-Ривадавия, Аргентина

Крупная добывающая компания привлекла сервисную компанию для проведения операций по ремонту скважин в Аргентине. Целью работ было фрезерование колонны, которая застряла в скважине из-за отложений и механических проблем. Объем работ составлял 10 скважин, в которых было необходимо расфрезеровать следующие компоненты:

- 2–3 пакера: извлекаемый пакер и сдвоенный пакер;
- 3 мандрели;
- патрубки 73 мм;
- НКТ 73 мм J55.

После сбора всех необходимых данных были произведены расчеты и выполнено моделирование работы. Были рассмотрены различные методы промывки скважин и принято решение провести фрезерование. Фрезерование данного типа пакера является сложным процессом и требует правильного подбора забойного двигателя и долота. Для данной работы был выбран забойный двигатель BICO SS150 G2 95 мм с фрезой с титановыми вставками. В верхней части был установлен шламоуловитель для улавливания шлама и металлических элементов. В результате забойный двигатель BICO успешно зарекомендовал себя как наиболее оптимальный забойный двигатель для данной работы благодаря оптимальным значениям крутящего момента и расхода жидкости. Данная операция была признана успешной, и ключевую роль в достижении поставленных целей сыграл забойный двигатель BICO.

Чунцин, Китай

Для разведки залежей сланцевого газа в формации Wufeng-Longmaxi компания-оператор пробурила одну горизонтальную скважину.

После заканчивания скважины была поставлена задача расфрезеровать 23 композитные мостовые пробки Magnum для обеспечения полнопроходного диаметра для последующего проведения испытаний скважины глубиной 3852 метра по вертикали с горизонтальным участком 1500 м. Для фрезерования был подобран забойный двигатель BICO SSS150 73 мм на ГНКТ диаметром 50,8 мм. Забойный двигатель позволил прокачивать

was achieved shortly afterwards. This was a very successful operations and the BICO motor play an instrumental part in achieving the objective.

Altagracia De Orituco, Venezuela

Challenging clean out operation had been undertaken by major operator in Venezuela in gas producing wells. Cleanout operation involved the cleanout of crystallized calcium carbonate in the well in the production zone. The obstruction depths were between 8242-8676" with the bottomhole temperatures reaching above 400F. Previously, operator attempted to perform the task with motors equipped with conventional power sections without success.

After numerous attempts, BICO 2-7/8 SSS150 Evenwall™ motor with 3-1/4 carbide junk mill had been selected to perform the task.

With ability to withstand high temperatures and aggressive fluids, in this case 3% Potassium Chloride (KCL) had been pumped through the motor with approximately 340 barrels through each assembly, where BICO 2-7/8 SSS150 motor performed flawlessly.

The operator has standardized all the BHA's to run BICO Evenwall motors as operation has been flawless compared to all other methods that have been used previously.

Comodoro Rivadavia, Argentina

Oilfield Service Company was called out to participate in a workover campaign with major operator in Argentina. The objective was to millout injection string since it got stuck due to Scale and mechanical problems. The campaign involved more than 10 wells with the following items to mill:

- 2-3 PKRs: Retrievable PKR & Tandem PKR
- 3 Mandrels
- 2 7/8" Pup Joints
- 2 7/8" J55 tubing

Таблица 1 – Данные по скважинам

Table 1 – Well Data

Диаметр обсадной колонны Ø CSG	139 мм 5 ½"
Тип скважины Type of Well	Нагнетательная Injector
Технология нагнетания Injection type	Селективная закачка Selective

Required data was collected and the Design of Service program was generated. Several cleanout methods were considered and the decision was made to RIH with a milling assembly. This type of PKR is very hard and requires the proper combination of motor and mill bit. BICO 3 ¾" SS150 G2 and Mill dressed with Titanium inserts were selected for these jobs. In addition, a Junk basket was placed in the upper BHA to hold debris and metal cuts. The BICO motor was the perfect candidate for this job because of the torque output and optimum flow rate. This was a very successful operations and the

раствор при забойной температуре 121 °C, а также обеспечить стабильный крутящий момент и необходимую мощность для эффективной работы.

Месторождение Марселлус, США

Целью работы являлось фрезерование композитных пробок в обсадной колонне 139 мм с помощью КНК, которая включала в себя забойный двигатель BICO SpiroStar Supreme 79 мм и шарошечное долото диаметром 117 мм. Работа предполагала обеспечение необходимой скорости проходки на участке установки пробок 2663–4275 м. Забойный двигатель BICO SpiroStar Supreme, специально разработанный для фрезерования, позволил обеспечить необходимую скорость проходки, а также оптимальный ресурс двигателя. Фрезерование 37 пробок было успешно выполнено до глубины 4275 м со средней скоростью проходки 10 минут на пробку. Применение данного оборудования позволило компании-оператору увеличить скорость проходки и ресурс забойного двигателя, что сократило общие затраты на работу и минимизировало вероятность сбоя.

Южный Техас, США

Как правило, среднее время фрезерования 18 пробок в горизонтальной скважине в южном Техасе составляет 5 дней. В данной скважине пробки были установлены в боковом стволе между окончанием криволинейного участка на глубине 3048 м и забоем на глубине 4931 м. Для данной работы компания-оператор выбрала КНК, которая включала в себя инструмент активации байпаса с тремя портами PBL (циркуляционный патрубок многократной активации байпаса) и забойный двигатель BICO SS150 Evenwall® 73 мм. Двигатель использовался для фрезерования пробок при расходе 2,5 барреля в минуту, а инструмент PBL – для промывки скважины при увеличении расхода (до 5–5,5 барреля в минуту) после фрезерования 3–6 пробок. Всего с помощью инструмента PBL 73 мм возможно 7 циклов промывки. Возможность многократной активации циркуляционного переводника PBL позволяет увеличить общий расход жидкости и расход жидкости в затрубном пространстве для более эффективной промывки в заданных интервалах. В данном случае было выполнено 4 цикла активации. Благодаря уменьшению количества шлама в стволе скважины во время работы не было выявлено прихватов или других проблем. В результате для выполнения работы потребовалось меньшее количество СПО, длительность которых также была сокращена. Применение данного оборудования позволило компании-оператору сократить затраты благодаря исключению необходимости использования дорогих химических реагентов. Более того, работа была выполнена на 6 часов быстрее благодаря отдувке ГНКТ азотом через инструмент PBL во время подъема на поверхность. Общее время на проведение работы было сокращено с пяти дней до двух дней. ☉

BICO motor played an instrumental part in achieving the objective.

Chongqing, China

Operator drilled a horizontal well to explore the potential of shale gas production in the high-quality shale section of the Wufeng-Longmaxi Formation and to implement the shale gas production capacity.

Upon completions, BICO 2-7/8 SSS150 motor had been selected to run 50.8 mm coil in order to mill out 23 composite bridge plugs in order to provide an unimpeded production channel for the later test running in the vertical depth of 3852 meters and horizontal length of 1500 meters. Pumping slick water in a well with BHT of 250 Fahrenheit, BICO was able to delivery steady torque and power to accomplish the job and have done so in a very efficient and steady manner.

Marcellus Shale, USA

The objective of the operation was to mill out composite plugs utilizing BHA consisting of BICO's 3-1/8" SpiroStar Supreme thru tubing motor and 4-5/8" sealed roller cone bit in 5-1/2" casing. The objective of the operation required to mill out plugs obtaining desired rate of penetration at the plug depth from approximately 8,737 to 14,027 ft., while achieving desired returns in horizontal section. BICO 3-1/8" SpiroStar Supreme Motor, specifically designed for performance drilling delivered optimal rate of penetration and longevity while drilling out of 37 frac plugs that was successfully completed to PBTD at 14,027 ft. with an average rate of penetration 10 minutes per frac plug. Operator benefited from maintaining motor performance, increased rate of penetration and its longevity, which minimized effects of failure and reduced overall costs.

South Texas, USA

Typical average time to mill 18 plugs in S. Texas horizontal well was 5 days. Plugs are in lateral section between EOB (End of Build) @ 10,000' and TD (Total Depth) @ 16,180'. Operator selected to utilize coiled tubing BHA that consisted of a BICO 2-7/8" Three Port PBL Tool (Multiple Activating Circulating Sub) and BICO 2-7/8" SS150Evenwall® motor. The motor was used to mill plugs at 2 ½ BPM (barrels per minute), while the PBL was cycled to clean the hole at accelerated flow rates (5–5 ½ BPM) after 3 to 6 plugs were removed. There are 7 Total Cycles available on the 2 7/8" PBL Tool. Multiple activation feature of the PBL permitted increasing total and annular flow rates for hole cleaning at desired intervals. Four activation cycles were utilized. During the operation, there were no sticking or hole problems encountered due to reduction of cuttings in wellbore and there were fewer and less lengthy coil short trips were required. Operator benefited from incremental savings seen by the reduction and elimination of high cost of chemical additives. Additionally, over 6 Hours were saved by blowing coil dry with N₂ through PBL while POOH (pull out of hole) eliminating dedicated trip. Overall time for operation was reduced from 5 Days to 2 Days. ☉

Возраст не помеха!

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

Оговорюсь сразу: это утверждение в большей степени относится к скважинам, чем к людям.

Я начал этот разговор, уважаемые читатели журнала и коллеги, чтобы снова общаться с вами после долгого перерыва, за который у меня скопилось много мыслей и идей, которыми я хочу теперь поделиться. Только когда мне исполнилось 90 лет, я понял, что возраст – это настоящее богатство, хотя бы потому что я могу жить на свете и общаться с друзьями и единомышленниками.

И для скважин солидный возраст – не порок! Когда я слышу выражение «старые, а значит, малодобитные, скважины», то начинаю возмущаться, потому что не они сами, эти скважины, выбирают тот дебит нефти, который должны выдать людям в виде черного золота. Поэтому еще раз хочу повторить:

скважины на нефтяном промысле делают только то, что им прикажут специалисты – промысловые инженеры. Количество нефти, которое скважина должна выдать на поверхность, выбирает не сама скважина, а мы – горные инженеры, в соответствии с нашим представлением об извлекаемых запасах углеводородов, то есть нефти, газа и различных сателлитов нефтегазового потока.

Однако старость приходит не сразу даже к скважинам. Ей предшествуют этапы, которые условно можно считать юностью, зрелостью... Я не удивился, когда группа читателей нашего журнала обратилась ко мне с трудным вопросом: «А с какого момента правильно исчислять возраст эксплуатационных нефтяных скважин?»

Сегодня, пользуясь случаем, уважаемые читатели, я отвечаю на ваш вопрос. Исчислять возраст нефтяной скважины надо с того момента, когда скважина, образно говоря, прошла ряд рубежей, я бы сказал даже, «рубежейада», и стала готова к тому, чтобы установили ее возраст. Отвечаю также на ваш новый вопрос, который, конечно, у вас немедленно возник: «А что это за рубежи?» Что ж, записывайте:

1. Первый рубеж – это бурение скважин для контроля. Хотя бы две-три скважины бурятся на ту глубину, которая является продуктивной с точки зрения нефтеотдачи и на которой возможно после достижения контрольным бурением продуктивного разреза отобрать пробу самой нефти. Существующие глубины позволяют это осуществить.
2. Второй рубеж. На основании полученной реальной пробы нефти из разрабатываемого месторождения с помощью геологов и геофизиков проводится бурение нескольких контрольных скважин на тот пласт, из которого

реально получена нефть.

3. Третий рубеж. Составляется сначала пробный проект разработки исследуемого месторождения, на основании которого потом составляется конкретный проект. Он обязательно должен содержать технико-экономические расчеты, желательно без примеси эйфории. Мне известно немало реальных фактов, когда геологи, пусть они меня простят, ради получения большой премии за открытие крупного месторождения завышали количество вероятного содержания нефти на месторождении. Поэтому я, честно говоря, не доверяю тому, что обещают геологи в момент открытия нового месторождения, потому что геологические запасы, как правило, значительно отличаются от реальных экспозиционных запасов углеводородов.
4. На основе подсчета количества скважин по ковшу бурения составляется сводный экономический расчет стоимости буровых работ. Следующий, четвертый рубеж предусматривает бурение эксплуатационных скважин со всем комплектом их дальнейшего обустройства, включая спуск для укрепления

стенок скважины обсадных труб различной длины и веса. После спуска обсадных колонн проводится цементирование, чтобы надежно, образно говоря, прилепить их к стенкам пробуренных скважин. От этой сложной работы по установлению крепей скважины будет зависеть ее дальнейшая жизнь: то, насколько она окажется устойчивой и надежной.

Мне известно немало реальных фактов, когда геологи ради получения большой премии за открытие крупного месторождения завышали количество вероятного содержания нефти на месторождении.

5. На очереди стоит и пятый рубеж. Он связан с вторичным вскрытием пласта и его системы с так называемыми сателлитами. Предполагается, что к этому моменту скважина готова для перфорационных работ. Я хочу надеяться, уважаемые специалисты, вы прекрасно помните, что перфорация является важным этапом в процессе выработки залежи нефти и газа, поскольку только она становится тем завершающим моментом, когда из пласта и его сателлитов в скважину начнут поступать потоки углеводородов. Еще раз я хочу обратить внимание моих уважаемых коллег, что этот рубеж можно расценивать в качестве завершающего и оценочного критерия деятельности всей команды специалистов, геологов, геофизиков.

После достижения этого пятого рубежа я и предлагаю исчислять возраст эксплуатационной скважины, как нефтяной, так и газовой.

ICoTA
РОССИЯ

Coiled/tubing
ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА
ВРЕМЯ ГРП *times*



НП «ЦРКТ»



Уважаемые коллеги! Дорогие друзья!

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Ваш голос очень важен!

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

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

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

Контактная информация:

www.icota-russia.ru

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

Тел. +7 (495) 481-34-97
(доб. 102)

Моб. +7 (968) 356-34-45

Факс: +7 (499) 788-91-19

ICoTA
РОССИЯ

Coiled/tubing
ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА
ВРЕМЯ ГРП *times*



Dear colleagues and friends!

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

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

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

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

Best independent service innovating company in Russia _____

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

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

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

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

Your opinion is very important for us!

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

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

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

Contact information:

www.icota-russia.ru

5/1 Pyzhevsky lane,

Suite 224

119017 Moscow, Russian

Federation

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

(ext. 102)

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

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



*Только оригинальные запчасти!
Только профессиональные услуги!*

СЕРВИС КОЛТЮБИНГОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ ТЕПЕРЬ ЕЩЕ ДОСТУПНЕЕ

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

Основные наши услуги это:

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

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



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

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

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

Подборка тезисов подготовлена на основе материалов V Международной научно-практической конференции (XIII Всероссийской научно-практической конференции) «Нефтепромысловая химия», состоявшейся 28 июня 2018 года в Москве, в РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина



Конференция, в которой приняли участие 50 человек, представляющих 11 учебных, научных и производственных объединений и организаций, нефтегазовых компаний, за время работы рассмотрела следующие проблемы:

- реагенты для бурения, заканчивания и ремонта скважин;
- реагенты и технологии их применения в процессах повышения нефтеотдачи пластов, интенсификации добычи нефти;
- разработка и применение современных защитных материалов и ингибиторов коррозии, бактерицидов, ингибиторов солеотложения, 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 нефти и газа;
- стандартизация в области НПХ, автоматизация, образование.

На конференции были заслушаны и обсуждены 16 пленарных докладов, ряд которых тематически близок к проблематике, освещаемой научно-практическим журналом «Время колтюбинга. Время ГРП».

Изучение особенностей взаимодействия глинистых минералов терригенных пластов с кислотными составами

М.А. Силин, Л.Ф. Давлетишина, З.Р. Давлетов, Ю.Ж. Ваганова, РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Процентное содержание глинистых минералов в терригенных пластах может достигать до 50% (мас.) от всего

минералогического состава коллектора.

В зависимости от этой величины глины могут быть породообразующим минералом или выступать в роли цементирующей составляющей пласта. Вследствие своих структурно-текстурных особенностей и высокой величины удельной поверхности они оказывают большое влияние на фильтрационно-емкостные свойства породы, а также имеют высокую реакционную активность при взаимодействии с кислотными составами. При обработке терригенных пластов может происходить закупорка пор за счет осаждения продуктов реакции кислотных композиций с глинами и уменьшаться проницаемость. Протекание данных процессов практически неизбежно, но описанные выше факторы можно контролировать путем тщательного подбора составов и планирования обработки.

В рамках исследований были изучены растворяющие способности фторсодержащих соединений (плавиковой кислоты, фторида и бифторида аммония) и их смесей с HCl и $\text{NH}_2\text{SO}_3\text{H}$ по отношению к каолининовой глине в зависимости от времени выдерживания (от 0,5 до 3 часов) и температуры (20, 40, 60 °C) гравиметрическим методом (основан на

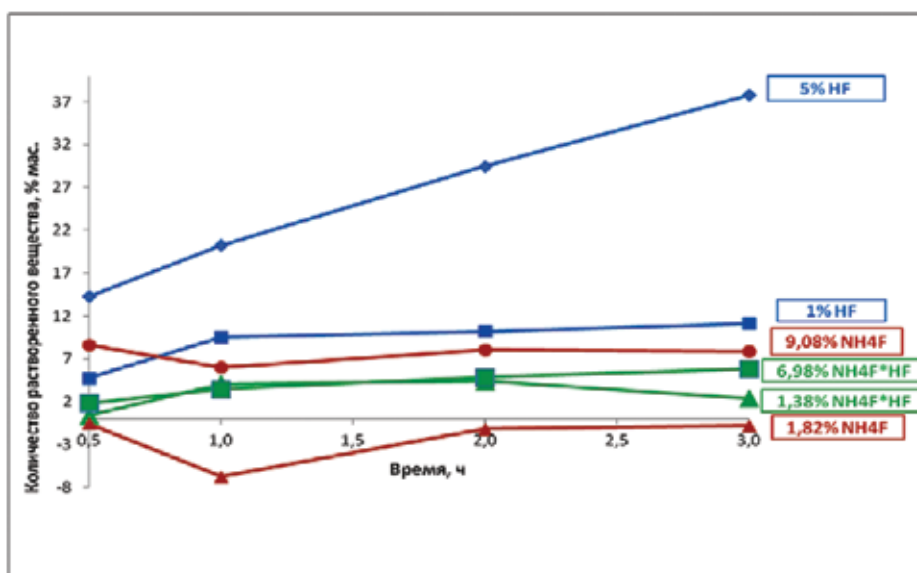


Рисунок 1 – Растворение каолининовой глины в составах, содержащих HF, NH_4F *HF, при 20 °C

измерении массы до и после эксперимента).

По полученным данным (рис. 1) можно судить о том, что среди отдельно взятых фторсодержащих соединений наибольшей активностью обладают растворы плавиковой кислоты, при этом активность возрастает с увеличением концентрации раствора, времени реакции и температуры. Бифторид аммония, взаимодействуя с образцами глины, проявляет незначительную реакционную способность на протяжении всего времени выдерживания, с уменьшением концентрации раствора наблюдается снижение реакционной способности и прирост массы навески после двух часов выдерживания. Растворение во фториде аммония



При обработке терригенных пластов может происходить закупорка пор за счет осаждения продуктов реакции кислотных композиций с глинами и уменьшаться проницаемость.

сопровождается приростом массы навески на протяжении всего исследуемого времени независимо от содержания фторида в растворе, что говорит об образовании вторичных осадков.

С помощью рентгенофазового анализа образцов глины до и после воздействия кислотой было выявлено, что растворы плавиковой кислоты не изменяют состав каолинитовой глины. После воздействия растворами солей фторида и бифторида аммония наблюдается образование новых кристаллических фаз (гексафторалюминатов аммония, удерживающихся на поверхности глинистой частицы, являющихся осадком в данной системе), что объясняет прирост массы навески глины.

Далее исследовались смеси фторсодержащих соединений с соляной кислотой при тех же условиях, как и у индивидуальных соединений. По результатам проведенных экспериментов была подтверждена их более высокая растворяющая способность по отношению к каолинитовой глине (в % мас.).

В составах на основе соляной кислоты, фторида или бифторида аммония на фоне роста растворяющей активности во времени не наблюдается образования дополнительных соединений в сравнении с исходным образцом глины. Активность смеси плавиковой и соляной

кислот снижается через 2 часа.

Кислотная система «сульфаминовая кислота + фторсодержащие соединения» оказывает негативный эффект на каолинит – на протяжении всего времени выдерживания происходит прирост массы. Такой эффект может быть объяснен вторичным осадкообразованием.

Дальнейшее детальное изучение вопроса позволит установить особенности и механизм растворения других глин, составляющих пласт в кислотных составах и на основании выявленных закономерностей подобрать эффективную кислотную композицию.

Модель первичного подбора физико-химических методов увеличения нефтеотдачи как инструмент первичного скрининга

А.В. Ненько, В.А. Цыганков, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

В топливной индустрии в последние десятилетия прослеживается тенденция к увеличению востребованности физико-

В последние десятилетия прослеживается тенденция к увеличению востребованности физико-химических методов увеличения нефтеотдачи (МУН). На данный момент в мировом масштабе физико-химические методы занимают третье место по востребованности среди всех методов повышения нефтеотдачи.

химических методов увеличения нефтеотдачи (МУН). На данный момент в мировом масштабе физико-химические методы занимают третье место по востребованности среди всех методов повышения нефтеотдачи. Также следует ожидать в будущем увеличения уровня добычи в мире с помощью данного класса МУН [1].

В России на физико-химические МУН приходится подавляющее большинство работ по увеличению нефтеотдачи пластов, порядка 80%.

Руководствуясь зарубежной литературой, физико-химические методы воздействия можно подразделить на четыре группы, соответствующие типу применяемого агента [1]:

- закачка полимеров;
- закачка поверхностно-активных веществ (ПАВ);
- щелочное заводнение;
- комбинированные методы воздействия на пласт с использованием комплекса реагентов.

При внедрении физико-химического метода воздействия на производстве необходимо пройти ряд этапов (рис. 2).

Для первичного скрининга МУН могут использоваться матрицы применимости и таблицы с установленными интервалами применимости, построенные на основе экспертных оценок или данных успешных проектов. Матрицы позволяют определить вид технологий для каждого выбранного объекта с учетом критериев применимости.

Матрицы применимости имеют ряд недостатков при первичном скрининге МУН:

- отсутствует единая система выбора;
- неоднозначность критериев выбора;
- сильное упрощение и информационная ограниченность.

На данный момент в индустрии нет готовых программных продуктов для первичного подбора физико-химических методов увеличения нефтеотдачи. В связи с чем возникает необходимость создания такого продукта.

Программный продукт можно представить в виде модели подбора физико-химических МУН. В основу модели можно заложить классификацию по типу применяемого агента для того, чтобы ранжировать методы воздействия.

Модель должна обладать следующими характеристиками:

- гибкостью и адаптивностью;
- простотой в использовании;
- возможностью легко вносить новые данные.

Модель будет иметь ряд преимуществ перед матрицами применимости:

- возможность группировки данных по типу МУН;
- приведение данных к единому виду;
- сокращение времени первичного скрининга;
- повышение точности первичного скрининга;
- частичное представление результатов,

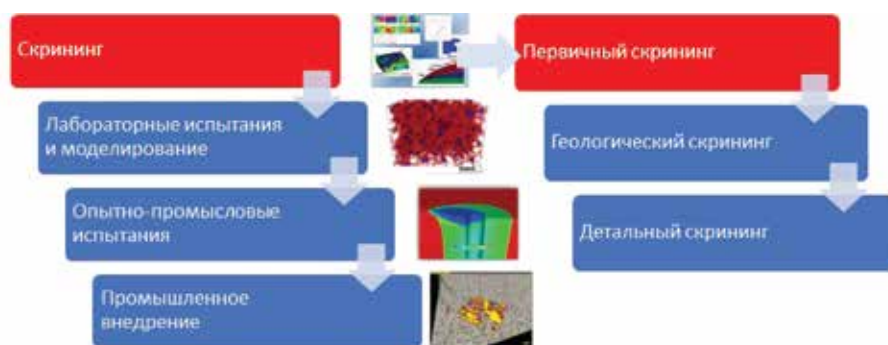


Рисунок 2 – Этапы внедрения физико-химического МУН

получаемых при геологическом и детальном скрининге.

Готовый программный продукт позволит систематизировать существующий опыт и знания по работе с МУН.

ЛИТЕРАТУРА

1. Захаров В.И. Нефтепромысловая химия. Регулирование фильтрационных потоков водоизолирующими технологиями при разработке нефтяных месторождений/ В.И. Захаров, Т.А. Исмагилов, А.Г. Телин, М.А. Силин. – М.: 2011. – 224 с.
2. Ненько А.В. Подбор физико-химических методов увеличения нефтеотдачи для объектов с трудноизвлекаемыми запасами/VII научно-техническая конференция молодых ученых «Газпромнефть НТЦ»: Сб. тезисов/СПб.: 2018. – 114 с.

Применение осадкообразующей композиции в потокоотклоняющих технологиях

Д. Ю. Елисеев, В.Б. Губанов, К.А. Потешкина, НОЦ «Промысловая химия», РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина; А.Н. Жвания, А.В. Заворотный, АО «Химеко-ТАНГ»

Как известно, использование потокоотклоняющих технологий позволяет



повысить коэффициент извлечения нефти и тем самым увеличить объемы добываемой нефти наряду со снижением обводненности продукции.

В научно-образовательном центре «Промысловая химия» при РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина была исследована осадкообразующая композиция, разработанная в АО «Химеко-ГАНГ» для пластов с температурой выше 70 °С. Принцип действия данного состава заключается в образовании осадка в промытых водонасыщенных зонах, за счет гидролиза основных компонентов при температуре пласта и их дальнейшего

Использование потокоотклоняющих технологий позволяет повысить коэффициент извлечения нефти и тем самым увеличить объемы добываемой нефти наряду со снижением обводненности продукции.

взаимодействия, вследствие чего осуществляется перераспределение потоков и увеличивается коэффициент охвата пласта заводнением.

Были проведены исследования тампонирующей способности композиции на насыпных моделях пласта при температуре 80 °С при двух проницаемостях ($K_{фв} = 117,07 \text{ mD}$, $327,05 \text{ mD}$). Исследования основывались на оценке динамики перепада давления в процессе последовательной закачки осадкообразующей композиции и пластовой воды в водонасыщенную модель пласта. Были получены значения остаточного фактора сопротивления для более низкой проницаемости ($117,07 \text{ mD}$) – 1,08, для более высокой ($327,05 \text{ mD}$) – 1,45. Несмотря на относительно небольшие величины фактора остаточного сопротивления, полученные при выполнении фильтрационных экспериментов на насыпных моделях, разница между ними позволяет сделать вывод о росте тампонирующего эффекта осадкообразующего состава с увеличением эффективной проницаемости пористой среды, что показывает коэффициент начальной проницаемости по воде насыпной

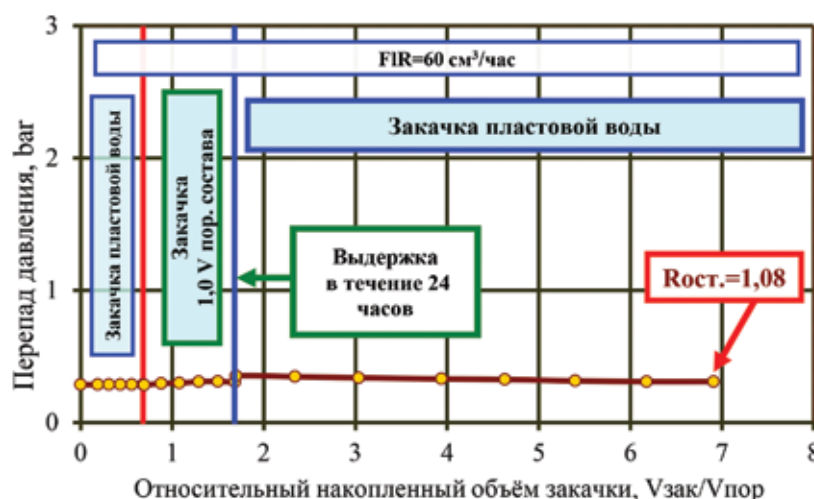


Рисунок 3– Изменение перепада давления водонасыщенной модели после последовательной закачки осадкообразующего состава и пластовой воды в насыщенную модель с начальной проницаемостью по пластовой воде 117,07 mD

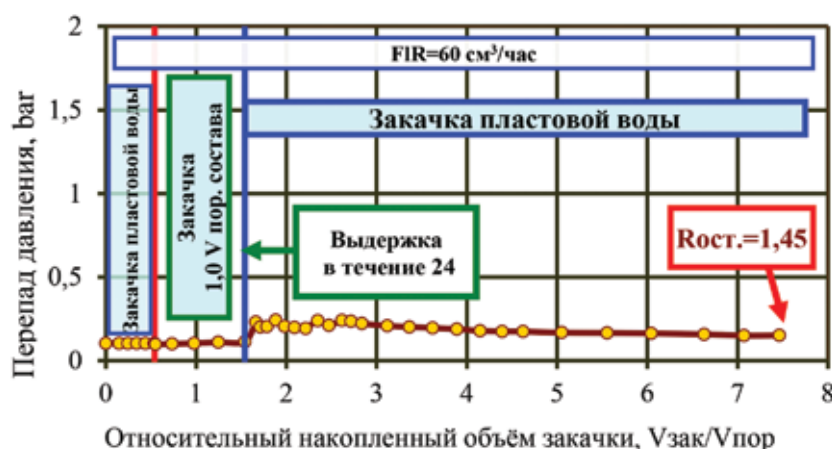


Рисунок 4– Изменение перепада давления водонасыщенной модели после последовательной закачки осадкообразующего состава и пластовой воды в насыщенную модель с начальной проницаемостью по пластовой воде 327,05 mD

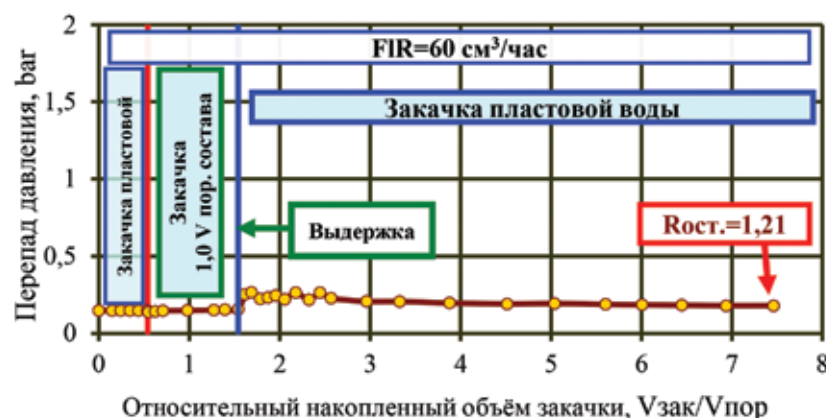


Рисунок 5– Изменение перепада давления водонасыщенной модели после последовательной закачки осадкообразующего состава и пластовой воды в насыщенную модель с начальной проницаемостью по пластовой воде 233 mD

модели, использованной в эксперименте с более низкой проницаемостью, который в 3 раза ниже, чем у модели с более высокой проницаемостью. Следовательно, в диапазоне от 100 до 300 мД данный состав более эффективно, то есть селективно, тампонирует высокопроницаемые зоны продуктивного пласта. В подтверждение был проведен эксперимент на насыпной модели проницаемостью ($K_{фв} = 233 \text{ мД}$). Полученное значение остаточного фактора сопротивления составило 1,21, что доказывает селективность данного состава по проницаемости. Результаты исследований представлены на рис. 3–5.

Как следует из представленных данных, при закачке композиции не происходит роста давления, как это обычно бывает при использовании осадкогелеобразующих составов на основе солей алюминия и мочевины. Более длительный гидролиз позволяет создавать осадкообразующий экран в удаленной зоне пласта, что наряду с низкой концентрацией композиции (4–5% мас.) и возможностью применения в пластах с низкой проницаемостью и приемистостью является преимуществом ее применения.

Опытно-промышленные работы с применением данной осадкообразующей композиции, проведенные АО «Химеко-ГАНГ» в 2017 году, дали положительные результаты. Данные представлены в табл. 1.

Таблица 1 – Дополнительная добыча нефти после закачки осадкообразующей композиции на Приобском месторождении

№ скв.	Объем закач.	Дата обработки	Дополнительная добыча нефти, тонн											Итого
			II/17	III/17	IV/17	V/17	VI/17	VII/17	VIII/17	IX/17	X/17	XI/17	XII/17	
24252	200	IV/17	0	0	50	72	99	153	145	124	-	-	-	643
24250	200	IV/17	0	0	51	61	91	192	196	116	-	-	-	708
24233	160	IV/17	0	0	38	58	78	149	147	114	-	-	-	586
24254	200	IV/17	0	0	91	104	159	165	144	127	-	-	-	791
24292	200	IV/17	0	0	0	136	201	183	174	108	77	-	-	879

Особенности лабораторного моделирования технологии ГРП с бесполимерными жидкостями разрыва для месторождений ООО «Лукойл-Пермь»

М.В. Шмаков, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть»

В настоящее время основным приоритетом развития нефтяной промышленности является стабилизация и возможный рост нефтедобычи. Это обеспечивается как за счет увеличения нефтеизвлечения на старых месторождениях, так и за счет ввода в разработку новых. Одним из основных методов интенсификации добычи нефти и ввода в разработку недренируемых запасов нефти является гидроразрыв пласта



(ГРП). ГРП представляет собой процесс создания высокопроводящих каналов (системы трещин) путем закачки в пласт загущенной жидкости

(жидкости разрыва) под высоким давлением. Во избежание закрытия трещин после снятия давления вместе с жидкостью разрыва (ЖР) в пласт подается расклинивающий наполнитель (проппант, песок), который препятствует смыканию стенок трещины

и способствует сохранению проницаемости трещины на достаточно высоком уровне длительное время [1].

Под стандартной операцией ГРП принято понимать проведение гидроразрыва с применением жидкости разрыва на гуаровой основе. Однако разработка ухудшающейся структуры запасов так же, как и разработка трудноизвлекаемых запасов, требует применения новых технологических решений. Таким образом, на отечественном рынке возникает все больше предложений технологий на бесполимерной основе, основными из которых являются загущенные системы на основе углеводородов и вязкоупругие ПАВ. Главное их преимущество заключается в том, что данные жидкости разрыва не являются коагулянтами,

в отличие от полимера. Применение данных ЖР в случае разработки низкопроницаемых, слабодренлируемых, неоднородных, либо расчлененных коллекторов может быть безальтернативным. Основными недостатками являются высокая стоимость и фильтратоотдача в пласт при закачке.

Эффективность применения ГРП зависит от множества факторов, в том числе от качества расклинивающих наполнителей и жидкостей разрыва.

В связи с этим особое внимание уделяется лабораторному моделированию трещины ГРП для предварительной оценки эффективности планируемых на скважине технологий, что в конечном итоге снижает риски использования

На отечественном рынке возникает все больше предложений технологий на бесполимерной основе, основными из которых являются загущенные системы на основе углеводородов и вязкоупругие ПАВ.

неэффективных материалов при ГРП.

Комплекс исследований по оценке эффективности материалов для ГРП включает входной контроль качества проппантов, исследования жидкости разрыва в «свободном объеме», заключающиеся в предварительной оценке возможности применения в условиях конкретного эксплуатационного объекта путем определения реологических свойств (чувствительность к сдвигу, время полной деструкции) и совместимости с пластовыми флюидами. После получения положительных результатов проводятся фильтрационные испытания на модели трещины ГРП (ячейка проводимости с проппантной пачкой).

На этапе «свободного объема» для жидкости ГРП проводятся 2 основных теста: динамика (восстановления вязкости после воздействия сдвиговых усилий) и деструкция (время распада геля). Ряд технологий ГРП с использованием бесполимерных ЖР на основе водных ПАВ и ЖР на углеводородной основе не предусматривает использование деструктора. В данном случае разрушение геля должно происходить в процессе вызова притока при взаимодействии ЖР с пластовой нефтью.

Для указанных жидкостей испытание на деструкцию проводят в следующем порядке. Нефть, выделенную из пробы продукции добывающей скважины объекта проведения ГРП, прибавляют в количестве, равном 20% от объема геля и перемешивают на лабораторной мешалке или высокоскоростном миксере в течение 1 минуты при скорости вращения 2000 об/мин.

Если вязкость не достигает определенных

минимальных значений (зависит от региона, варьируется от 5 до 20 сПз) за 10 часов и более, испытание повторяют, увеличивая объем нефти до 40%, и 60% от объема геля. В случае недостижения пороговых значений жидкость разрыва не может использоваться без применения деструктора.

Требования к получаемым результатам тестов отличаются от стандартных (полимерных систем) ввиду специфической применимости данных ЖР. Это касается как набора и удержания вязкости в течение определенного времени, так и восстановления вязкости при сдвиговых нагрузках, так как бесполимерная система ее не теряет, а она изменяется при изменении скорости сдвига. При разжижении нефтью также сложно регламентировать конечную вязкость, так как она зависит от вязкости самой нефти. Подходы корректируются в зависимости от технологии и состава жидкости, а также геологических условий объекта.

После проведения испытаний в свободном объеме изучается песконесущая способность расклинивающего наполнителя жидкостью разрыва.

Перед моделированием трещины ГРП выполняют входной контроль качества проппантов. Для оценки проппантов филиалом ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» был внедрен российский стандарт ГОСТ Р 51761 – 2005 [3], который регламентирует способы исследования и критерии качества алюмосиликатного проппанта.

Проппант, соответствующий требованиям ГОСТ, применяется для дальнейших фильтрационных испытаний на ячейках проводимости.

Одним из общепринятых стандартов моделирования трещины ГРП для определения проводимости на данный момент является ISO 13503:5 «Методы измерения долгосрочной проводимости расклинивающих наполнителей» [4]. В соответствии с данным стандартом исследования выполняют на ячейках проводимости (рис. 1). Жидкость, используемая для фильтрации через ячейки, представляет собой раствор, содержащий 2% по массе хлорида калия (KCl) в дистиллированной воде, откакумированный и профильтрованный при температуре теста через емкость с молотым кварцевым песком, для насыщения кварцем. В случае тестирования системы на углеводородной основе или в случае, когда нефть является брейкером (понижителем вязкости), для исключения образования двухфазного потока (нефть, вода) и водонефтяной эмульсии для фильтрационных исследований необходимо использовать изовязкозную модель пластовой нефти объекта ОПР.

Для оценки остаточной проводимости по стандарту ISO 13503:5 проводят сравнительные



Рисунок 6 – Ячейка проводимости

фильтрационные испытания на чистой проппантной пачке (без жидкости разрыва) и на пачке с жидкостью разрыва после деструкции. Загрузка жидкости разрыва выбирается исходя из расчета массы расклинивающего наполнителя на 1 м³ ЖР и должна соответствовать реальным условиям проведения ГРП, время выдержки модели трещины с жидкостью разрыва на деструкцию устанавливается производителем технологии, однако может быть скорректировано по результатам исследований в «свободном объеме». Проводимость определяется на разных ступенях нагрузки от 13,79 МПа (2000 Psi) до 68,95 МПа (10000 Psi) с шагом 2000 Psi и выдержкой на каждой ступени в течение 50±2 часов.

С целью более полного моделирования пластовых условий специалистами филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» было разработано корпоративное методическое руководство по тестированию реагентов и материалов для гидравлического разрыва пласта [5]. Главным отличием новой методики стало использование в ячейке проводимости пластин из реального керна исследуемых объектов.

Порядок фильтрационных испытаний и конструкция ячейки проводимости не изменились и полностью соответствуют стандарту ISO 13503:5.

Модель трещины с пластинами из реального керна учитывает возможное влияние на проводимость проппантной пачки упруго-прочностных свойств горной породы, вдавливания гранул проппанта в стенку трещины, набухаемость и перенос частиц самой породы.

Кроме того, испытания на проппантных пачках с применением пластин из реального керна позволяют оценить влияние различных химических реагентов на проводимость моделируемой трещины ГРП за счет воздействия на стенки трещины ГРП.

Таким образом, применение пластин из реального керна для моделирования трещины ГРП в лабораторных условиях позволяет учесть максимальное количество факторов, влияющих на проводимость трещины в реальных

скважинных условиях, которые могут вносить значительный вклад в получаемый результат.

Представленный комплекс лабораторных исследований применяется ко всем жидкостям разрыва перед проведением опытно-промышленных работ на скважине. В случае отрицательных результатов отправляется на доработку разработчику.

В заключение можно сказать, что широкого применения бесполимерные жидкости разрыва в Пермском крае не получили в связи с несоответствием заявленным характеристикам и сложностью реализации ГРП на скважине.

Так, в 2015 году по результатам выполнения программы опытно-промышленных работ за 6 месяцев принято решение о прекращении проведения проппантного ГРП с применением жидкостей разрыва на основе ПАВ Frac Clean компании ООО «Трайкан Велл Сервис» ввиду нарушения технологии (получение СТОПов из-за некачественной химии одной из партий реагентов).

В 2015–2016 годах бесполимерная система на основе ПАВ компании АО «ПОЛИЭКС» была забракована на этапе фильтрационных исследований на ячейках проводимости – низкий (по сравнению с заявленным) коэффициент восстановления проводимости/проницаемости.

На начало 2016 года работы по применению технологии на основе дизельного топлива «Химеко-Т» были завершены в полном объеме. По результатам выполненного анализа изменения обводненности продукции скважин при



реализации ОПР, в сравнении со стандартной технологией ГРП в скважинах-аналогах, явного эффекта от применения КГРП по технологии «Химеко-Т» не выявлено. Рекомендовано завершить ОПР.

В 2016 году бесполимерная система на УВ основе компании АО «ПОЛИЭКС» не прошла этап свободного объема. В лабораторных условиях было установлено, что состав является чрезвычайно чувствительным к наличию воды, следов воды и даже паров воды в воздухе рабочей зоны, на посуде, приборах, в которых происходит приготовление. Также наличие воды в нефти (ином материале для приготовления геля) является весьма критичным. Данное замечание предполагает наличие идеально чистых и сухих емкостей в составе флота ГРП, специфические погодные условия (отсутствие дождя, снега, влажности воздуха), а также необходимость контроля обводненности нефти, используемой как основы. Положительный результат тестирования в лабораторных условиях не может гарантировать получение аналогичных реологических характеристик жидкости разрыва на месторождении.

В настоящее время по результатам проведенных комплексных лабораторных исследований жидкость разрыва на основе карбоксиметилцеллюлозы, предложенная компанией ЗАО МИПГУ «Химеко-Сервис», рекомендована для проведения ГРП на объектах ОПР при условии высоких скоростей закачки и невысоких концентраций расклинивающего материала, во избежание его оседания. Планируемая дата применения на скважине – II квартал 2019 года.

ЛИТЕРАТУРА

1. Экономидис М., Олайни Р., Валько П. Унифицированный дизайн гидроразрыва пласта. Наведение мостов между теорией и практикой. – Перевод с англ. М. Углов. – М.: ПетроАльянс Сервисис Компани Лимитед., 2004. – 202 с.
2. API Recommended Practices 60. Recommended Practices for Testing High Strength Proppants Used in Hydraulic Fracturing Operations. – Second edition, December 1995.
3. ГОСТ 51761 – 2005. Проппанты алюмосиликатные. Технические условия. – Москва: Стандартинформ, 2006.
4. ISO 13503 Промышленность нефтяная и газовая. Растворы и материалы для вскрытия продуктивного пласта. Часть 5: Методы измерения долгосрочной проводимости расклинивающих наполнителей. – Перевод с англ. Н.А. Зайцев. – М. – 2007.
5. МР-ИСМ-03-ОЛФИ-058-2013. Метод измерений проницаемости и проводимости расклинивающих наполнителей (проппантов) на реальном керне в моделируемых пластовых условиях.

Технологии и опыт проведения работ по ГРП на отечественном оборудовании

*Д.В. Федотов, Т.Б. Бакишев, Д.И. Дьяченко,
ООО «Крезол-НефтеСервис»*

Компания ООО «Крезол-НС» принимала участие в испытаниях флота для проведения ГРП производства РФ на месторождениях ООО «РН-Пурнефтегаз». По итогам испытаний приобретено

и введено в состав флота ГРП № 1 следующее оборудование:

- насос УН-2250 – 2 ед;
- станция контроля и управления СКУ-10 – 1 ед;
- установка смесительная УС-10 – 1 ед.

В период с 2015 по 2017 год с применением данного отечественного оборудования проведено более 100 операций БОПЗ, кислотных ГРП, азотных ГРП на месторождениях ПАО «Газпром нефть», ООО «Газпром добыча», АО «Зарубежнефть», в рамках которых испытаны реагенты KR-5Q, KR-3G, KR-10ИС производства ООО «Крезол-НефтеСервис» и отработаны технологии их применения. В научно-исследовательской лаборатории проведен комплекс исследований по изучению реологических характеристик загущенных жидкостей разрыва с использованием вискозиметра Fann модели 50, позволяющего проводить испытания при высокой температуре и высоком давлении, моделирующих пластовые условия.

На период 2018–2020 годов законтрактовано более 500 операций БОПЗ, КГРП, ГРП на основе флотов ГРП ООО «Крезол-НефтеСервис» № 1–3 с применением отработанных ранее технологий:

- на основе бесполимерных гелей при ГРП в терригенных коллекторах и КГРП в карбонатных коллекторах;
- на основе бесполимерных отклонителей при БОПЗ в карбонатных коллекторах;
- азотных ГРП в карбонатных коллекторах;
- КГРП с проппантом в карбонатных коллекторах.

На основании опыта эксплуатации имеющегося отечественного оборудования, его функциональных и технологических возможностей в рамках применения стандартных и перспективных технологий ГРП (многостадийных, бесполимерных, пенокислотных) принято решение о строительстве новой линейки отечественного оборудования с расширенными технологическими возможностями с целью комплектования флота № 4 ООО «Крезол-НефтеСервис», а также для выполнения заказов стороннего заказчика.

Физико-химические аспекты технологий увеличения нефтеотдачи пластов

*М.А. Силин, Л.А. Магадова, А.А. Баскакова,
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина*

Разработка нефтяного месторождения на режиме истощения сопровождается снижением пластового давления, дебитов скважин и в результате низким коэффициентом извлечения.

Для поддержания пластового давления в пласт закачивают воду, но в связи с тем, что вязкость нефти во многих случаях значительно больше вязкости воды, происходит прорыв воды в направлении вектора отбора жидкости, сопровождающийся низким коэффициентом извлечения нефти.

Основная доля воды, вытесняющая нефть, движется по высокопроводимым пропласткам и трещинам, не оказывая существенного влияния на выработку менее проницаемых коллекторов. Метод полимерного заводнения позволяет значительно повышать вязкость воды, снижать ее подвижность и за счет этого повышать охват пластов. Технология заключается в создании в пласте большеобъемной оторочки полимерного раствора концентрацией 0,05–0,3% в размере около 10–30% от порового объема и последующей продавке ее водой для

Метод полимерного заводнения позволяет значительно повышать вязкость воды, снижать ее подвижность и за счет этого повышать охват пластов. Технология заключается в создании в пласте большеобъемной оторочки полимерного раствора концентрацией 0,05–0,3% в размере около 10–30% от порового объема и последующей продавке ее водой для доизвлечения нефти.

доизвлечения нефти.

Как показывает практика, не все проекты по полимерному заводнению бывают успешными. Причинами этого являются механическая, термическая, химическая, микробиологическая деструкции и адсорбция полимеров.

Технология полимерного заводнения не способствует доизвлечению нефти, удерживаемой капиллярными силами. Для решения данной проблемы совместно с полимерным составом закачивают ПАВ. Эффективность применения ПАВ определяется снижением межфазного натяжения воды на границе с нефтью и уменьшением краевых углов смачивания. Закачка ПАВ-полимерного состава позволяет увеличить охват пласта по площади и по толщине и тем самым выровнять его профиль приемистости, доотмыть остаточную нефть в промытых пропластках, снизить обводненность продукции добывающих скважин. Недостатком данной технологии является высокая адсорбция, высокая стоимость ПАВ-полимерного раствора в связи с большими объемами закачиваемой оторочки и концентрации раствора.

Технология совместной закачки полимерного раствора с добавкой ПАВ-эмульгатора 2-го рода, приводящая к образованию обратных эмульсий, будет способствовать снижению адсорбции закачиваемого раствора и довытеснению остаточной нефти, а также позволит

экономить на объеме закачиваемой оторочки и концентрации полимера в растворе.

Разработка технологических жидкостей ГРП на основе сжиженного неорганического газа для газовых месторождений

В.А. Цыганков, Л.А. Магадова, М.А. Силин, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

В большинстве случаев при проведении ГРП на газовых скважинах с использованием жидкостей на водной основе около 50% длины трещины ГРП остается невовлеченной в работу из-за загрязнения трещины остатками жидкости ГРП, твердым полимером, набухания глинистых минералов и несовместимости пластовых флюидов. Кроме того, срок освоения скважины значительно удлинняется, и, как показывает мировая практика, следы жидкости разрыва могут присутствовать в добываемом пластовом флюиде в течение нескольких лет. Углеводородные жидкости разрыва также могут быть не лишены определенных недостатков, к которым, в первую очередь, относится повышенная стоимость, повышенная пожароопасность при использовании, а также можно отнести неполную очистку трещины от остатков жидкости ГРП.

В настоящее время перспективным направлением представляется применение новых технологий интенсификации добычи углеводородов и повышения углеводородоотдачи методом гидравлического разрыва пласта с применением российских технологических жидкостей ГРП на основе сжиженного неорганического газа и оборудования для их применения. В особенности данная технология может приобрести распространение в плотных коллекторах газовых месторождений с различными температурами продуктивных пластов.

Новизна разработки заключается в отсутствии российских аналогов данной разработки.

В ходе работ планируется:

- создать комплекс уникальных российских установок для разработки и тестирования опытных образцов жидкостей ГРП на основе неорганического газа;
- автоматизировать процесс подбора месторождений- и скважин-кандидатов под новую технологию;
- усовершенствовать существующие российские программные продукты для гидродинамических исследований скважин, для оценки эффективности проведенного гидроразрыва с жидкостью на основе сжиженного газа, учитывая низкие проницаемости и особенности нелинейных законов фильтрации. ☉



РАЗРАБОТКА И ПРОИЗВОДСТВО ОБОРУДОВАНИЯ:

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



ОТ ИНСТРУМЕНТА ДО КОМПОНОВОК

Your complete coiled tubing solution.

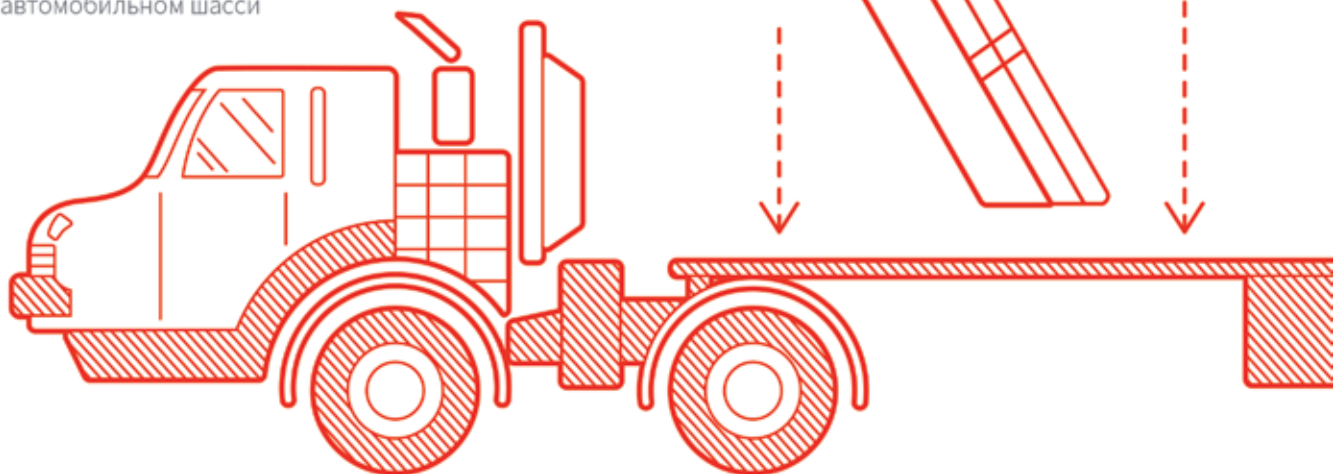
CTES™
Моделирующее
программное
обеспечение



Quailty Tubing™
Колтюбинговые трубы
(ГНКТ)



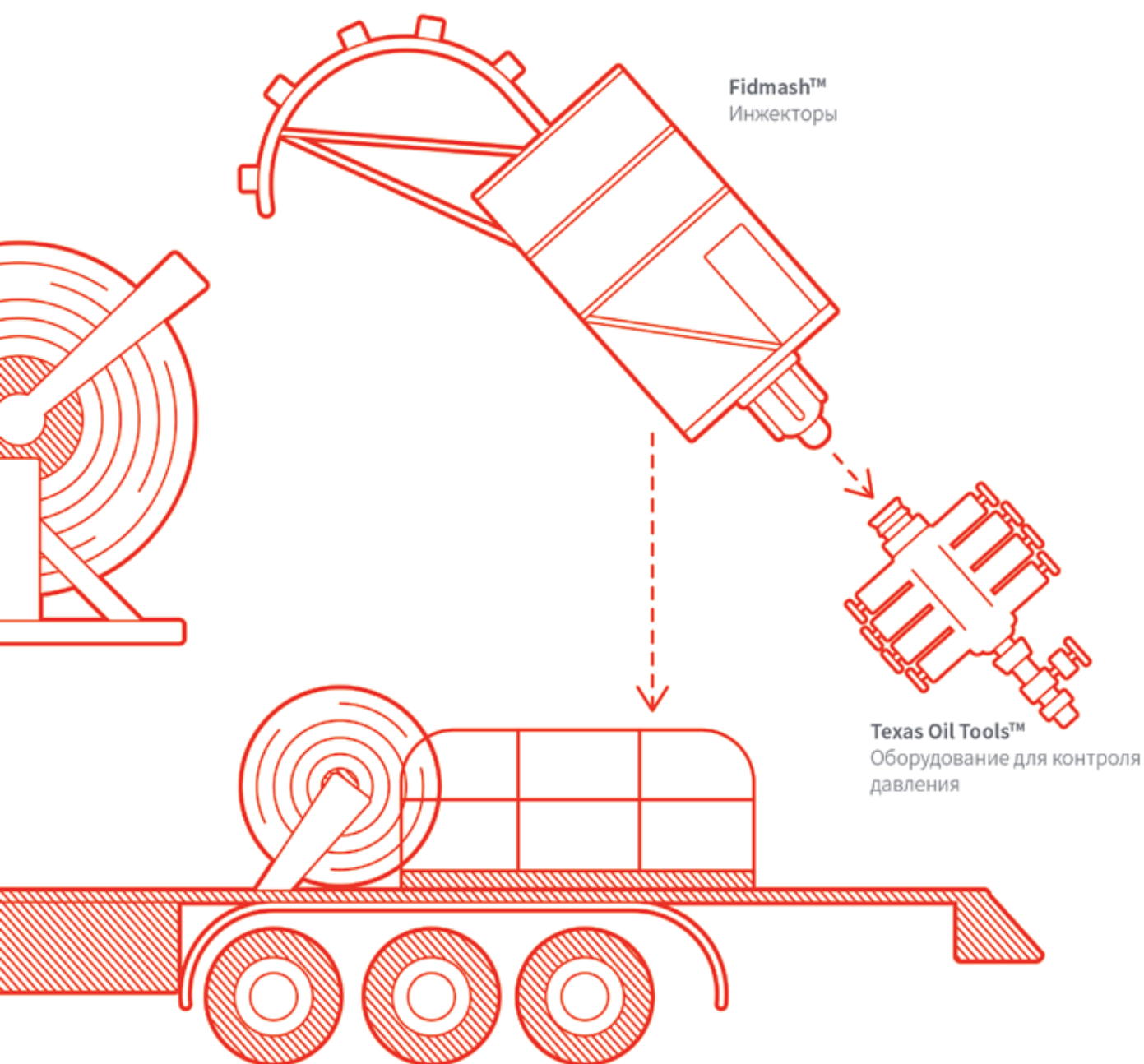
Fidmash™
Колтюбинговая установка, смонтированная
на автомобильном шасси



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

Visit us at www.nov.com/coiledtubing

Ваш полный комплект кольтюбинговых решений.



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

Подробнее на сайте www.nov.com/coiledtubing



ООО «ВЕТЕРАН» этапы развития, география деятельности, услуги

Этапы развития

Нефтесервисное предприятие ООО «ВЕТЕРАН» было образовано в 1997 году.

В начале своего пути ООО «ВЕТЕРАН» занималось оказанием транспортных услуг при выполнении работ по ОПЗ и глушении скважин, услуг по хранению и транспортировке технологических жидкостей.

В 2009 году компания вступила на новый этап развития. Руководством компании было принято решение об организации технологической службы по глушению скважин. В том же году была организована технологическая служба по обработке призабойной зоны пласта скважин, для чего привлекались ведущие специалисты региона, была создана химико-аналитическая лаборатория, автоматический узел приготовления кислотных составов.

Проанализировав потребность рынка нефтесервисных услуг, взяв во внимание важность импортозамещения, в 2013 году компания ООО «ВЕТЕРАН» приобрела и запустила в работу первый укомплектованный флот ГНКТ.

Сегодня на вооружении предприятия имеются три полностью оборудованных и укомплектованных флота ГНКТ (труба ГНКТ – 38 мм, 44 мм и 50 мм), не уступающие по своим техническим характеристикам, а в чем-то даже превосходящие ведущие мировые компании.

География деятельности

На сегодняшний день география деятельности компании очень обширная и охватывает такие регионы, как: Республика Башкортостан, Самарская область, Саратовская область, ХМАО-Югра, ЯНАО, Республика Татарстан и Оренбургская область.

Основными Заказчиками услуг компании ООО «ВЕТЕРАН» являются: ПАО «НК «Роснефть», ПАО «Газпром нефть», ОАО НК «РуссНефть» и ПАО «Татнефть».

Услуги

Основные виды услуг, оказываемые компанией ООО «ВЕТЕРАН»:

ГНКТ:

- Проведение работ в многоствольных скважинах с использованием инструмента для переориентации;

- Очистка лифта НКТ и эксплуатационной колонны от АСПО и гидратов с помощью тепловых обработок, растворителей и гидромониторных насадок;
- Разбуривание «стоп-колец» и песчаных пробок с применением забойного двигателя и торцевых фрез;
- Отрезание НКТ с помощью гидравлического трубореза с применением гидравлического якоря, восстановление циркуляции гидравлическим дыроколом;
- Промывка скважин от проппанта после ГРП (с применением азота);
- Освоение скважин азотом;
- Фрезерование портов после МГРП любой сложности, открытие-закрытие муфт МСГРП;
- ПГИ в ННС и ГС с автономным прибором и с прибором на геофизическом кабеле (запасованным);
- Работа на скважинах с АНПД и АВПД;
- Гидропескоструйная перфорация.

Глушение скважин:

- Глушение скважин технологической жидкостью (CaCl_2 , KCl , NaCl , $\text{Ca}(\text{NO}_3)_2$), ИЭР – инертно-эмульсионный раствор, БК/БСВ – блокирующая композиция, нефтяной гель;
- Интеллектуальное и щадящее глушение скважин;
- Глушение скважин с АВПД и АНПД;
- Приготовление и отпуск технологических жидкостей для глушения скважин на собственных РСУ.

ОПЗ:

- ОПЗ на карбонатных и терригенных коллекторах;
- Высокотехнологичное ОПЗ с применением загеленных, самоотклоняющихся, термопенокислотных и пенокислотных кислотных составов, универсальных и углеводородных растворителей;
- Большеобъемное ОПЗ на собственном оборудовании;
- Приготовление кислотных растворов.

Компания ООО «ВЕТЕРАН» не собирается останавливаться на достигнутом и продолжает реализовывать свои цели. За счет колоссального опыта, оснащенности и классных высокопрофессиональных специалистов компания ООО «ВЕТЕРАН» готова к новым трудностям и вызовам в нефтяной и газовой промышленности.

...надежно, разумно, с гарантией!



Нефтесервисное предприятие ООО "ВЕТЕРАН"

Управление
глушения скважин



Управление обработки
призабойной зоны пласта
скважины



Управление ГНКТ
(в т.ч. оказание услуг по ГИС)



www.veteran.bz

Тел. (факс): +7 (35-342) 7-64-45

E-mail: veteran@veteran.bz

Оренбургская область, г. Бузулук, ул. Магистральная 7

Fidmarsh



Completion &
Production Solutions

КАЧЕСТВО
И НАДЕЖНОСТЬ

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



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



КАМАЗ-БУРЛАК

МАНИФОЛЬДОВОЗ-БУЛИТОВОЗ

Новый продукт ОАО «РИАТ»

ИМПОРТО-
ЗАМЕЩЕНИЕ



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.**

7,5 т.

7,5 т.

23 т.

- ▲ Длина автомобиля - 11900 мм.
- ▲ Двигатель - CUMMINS ISL400 50 (E-5)
- ▲ Фитинги - JOST



ОАО РИАТ

запросить спецпредложение ► ksm@riat.ru

RIATAUTO.RU

+7 (8552) 30-51-03

Выставка «НЕФТЬ И ГАЗ»/ MIOGE-2018: платформа для развития международного сотрудничества и укрепления нефтегазовой отрасли России



С 18 по 21 июня 2018 года в Москве состоялась 15-я Международная выставка нефтегазового оборудования и технологий «НЕФТЬ И ГАЗ»/MIOGE, организатором которой традиционно выступила Группа компаний ITE, лидер по организации выставочных мероприятий в России.

В этом году общая площадь выставки составила 20 000 кв. м, в ней приняли участие 564 компании из 36 стран мира. За 4 дня работы с экспозицией ознакомились 17 575 специалистов из 64 регионов России и 55 стран мира. Доля потенциальных байеров среди посетителей выставки составила 63%. Порядка 50% от общего числа посетителей – это новые контакты, что позволило экспонентам существенно обновить свою базу потенциальных клиентов.

В церемонии торжественного открытия выставки MIOGE и Российского нефтегазового конгресса приняли участие: член Комитета Совета Федерации Федерального собрания Российской Федерации по аграрно-продовольственной политике и природопользованию Геннадий Ордеров, депутат Государственной Думы ФС РФ, председатель Комитета Государственной Думы ФС РФ по энергетике Павел Завальный, директор Департамента добычи и транспортировки нефти и газа Министерства энергетики РФ Александр Гладков, заместитель директора Департамента станкостроения и инвестиционного машиностроения Министерства промышленности и торговли РФ Евгений Муратов, председатель Комиссии Российского союза промышленников и предпринимателей по химической промышленности, президент Российского союза химиков Виктор Иванов, директор по поддержке экспорта энергетического и тяжелого машиностроения Российского экспортного центра Владимир Белоусов, советник по энергетике, охране окружающей среды и



климату Департамента экономики посольства Федеративной Республики Германия г-жа Эллен фон Зитцевиц, заместитель председателя комиссии Российского союза промышленников и предпринимателей по выставочной деятельности Владимир Банников.

Выступая с приветственным словом, председатель Комитета Государственной Думы по энергетике Павел Завальный отметил,

что количество компаний, принимающих участие в выставке, – а их более 500 – говорит о ее значимости и международном признании. «Такие выставки 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 нашей стране. Очень важно, что техника и технологии зачастую создаются для отрасли в процессе международного сотрудничества», – отметил П. Завальный.



В выставке MIOGE приняли участие ведущие российские и зарубежные производители нефтегазового оборудования и технологий: «Газпром», «Татнефть», «Вымпел», Draeger, «Интера», Mitsubishi Electric, «НьюТек Сервисез», ОДК (Объединенная двигателестроительная корпорация), ОМК (Объединенная металлургическая компания), «Пакер Тулз», «РЭП Холдинг», Schneider Electric, ТЭМ-ПО

(Набережночелнинский трубный завод), «Форт Диалог», «Элемер» и многие другие. Также на выставке были широко представлены ключевые китайские компании: CNPC, SINOPEC, Honghua, Huawei и коллективные экспозиции провинций Синьцзян и Сычуань.

Спонсорами выставки стали компании Schneider Electric и «Газпром СтройТЭК Салават». Официальным партнером по информационно-коммуникационным технологиям выступила компания Huawei. Генеральный информационный партнер – МИА «Россия Сегодня»/«РИА Новости».

Впервые участие ряда российских компаний в выставке и конгрессе было обеспечено финансовой поддержкой Российского экспортного центра, который возместил участникам от 50 до 80% общей стоимости участия.

Коллективный стенд на выставке представила Тюменская область. «В течение всех дней работы выставки стенд посещали представители крупных российских нефтяных и нефтесервисных компаний, а также руководители международных компаний, которых интересовали экспортные поставки оборудования и технологий из Тюмени», – отметила директор Центра внешнеэкономической деятельности Торгово-промышленной палаты Тюменской области Ольга Воллерт.

Поддержка бизнеса Тюменской области осуществляется в рамках проекта «Экспортный марафон», который реализуют Союз «Торгово-промышленная палата Тюменской области» и Центр поддержки экспорта. Главной задачей проекта является увеличение объема несырьевого экспорта региона и рост числа экспортеров.

В ходе выставки стенд Тюменского региона посетил и президент Национальной ассоциации нефтегазового сервиса Виктор Хайков, который также провел переговоры с руководителями компаний и более подробно узнал о выпускаемой продукции.

Алтайский край представил на выставке коллективную экспозицию предприятий региона при поддержке Министерства экономического развития Алтайского края, в рамках которой для нужд нефтегазовой отрасли было представлено более 30 предложений от предприятий региона.

Посетители ознакомились с широким спектром новинок нефтегазового оборудования, которые были продемонстрированы на стендах компаний. ©



Одновременно с выставкой традиционно состоялся **Российский нефтегазовый конгресс/RPGC** – ведущий в стране международный форум нефтяников. Мероприятия конгресса были разделены по тематике на День Нефти и День Газа и на два параллельных потока. В этом году в работе конгресса приняли участие более 100 докладчиков и 1000 делегатов – представителей отечественной и международной нефтегазовой промышленности, отраслевых министерств и профессиональных ассоциаций. Генеральным информационным партнером Дня Газа на конгрессе вновь выступил журнал «Газовая промышленность».

В работе Российского нефтегазового конгресса/RPGC-2018 приняли участие ведущие российские и мировые эксперты отрасли: председатель Комитета Государственной Думы ФС РФ по энергетике Павел Завальный, главный экономист ВР по России и СНГ, вице-президент ВР Россия Владимир Дребенцов, заведующий отделом исследований энергетического комплекса мира и России ИНЭИ РАН Вячеслав Кулагин, директор Московского нефтегазового центра Ernst & Young Денис Борисов, директор ООО «ГЕКОН» и член научного совета при Совете безопасности РФ Михаил Григорьев, заведующий отделением НТО морских проектов КНТЦ освоения морских нефтегазовых ресурсов ООО «Газпром ВНИИГАЗ» Марат Мансуров, заместитель генерального директора по правовым, корпоративным и имущественным вопросам ООО «Газпром нефть шельф» Рустам Романенков и другие эксперты отрасли.

В рамках выставки MIOGE также прошла насыщенная техническая программа – ведущие

компании индустрии, а также российские и международные отраслевые ассоциации провели мероприятия по 10 тематическим блокам.

В этом году в рамках технической программы выставки и Российского нефтегазового конгресса/RPGC-2018 прошло 55 мероприятий – конференций, производственно-технических совещаний, мастер-классов, технических секций, организованных при поддержке ведущих российских и международных отраслевых организаций, в том числе: Минпромторг России, Росгеология, ВНИИГАЗ, НИИ Транснефть, фонд «Сколково», Европейская ассоциация геоученых и инженеров/EAGE, Евро-Азиатское геофизическое общество/ЕАГО, Ассоциация буровых подрядчиков, Фонд развития трубной промышленности, Международная ассоциация автоматизации/ISA, Экспертный совет по механизированной добыче нефти, Российская ассоциация производителей насосов/РАПН, Международная ассоциация специалистов по колтюбингу и внутрискважинным работам, Научно-промышленная ассоциация арматуростроителей, электронная торговая площадка ТЭК-Торг и других лидеров отрасли.

Выставка «НЕФТЬ И ГАЗ»/MIOGE и Российский нефтегазовый конгресс/RPGC традиционно прошли при поддержке Министерства энергетики Российской Федерации, Совета Федерации ФС РФ, Государственной Думы ФС РФ, Министерства промышленности и торговли Российской Федерации, Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации, Российского союза промышленников и предпринимателей, Союза нефтегазопромышленников России, Российского союза химиков, Международного общества автоматизации (ISA). ☉

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/м³

Разрушается эмульсия притоком нефти или деэмульгатором «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.

РОССИЙСКАЯ НЕФТЕГАЗОВАЯ ТЕХНИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ SPE

Крупнейшее нефтегазовое мероприятие SPE в регионе

15–17 октября 2018

“Холидей Инн Сокольники”
Москва, Россия

Зарегистрируйтесь до 1 октября 2018

Следите за обновлением информации на сайте www.spe.org/go/18rptc-rus

ЗОЛОТЫЕ СПОНСОРЫ

HALLIBURTON



roxar
EMERSON GROUP COMPANY

СПОНСОР МОБИЛЬНОГО
ПРИЛОЖЕНИЯ

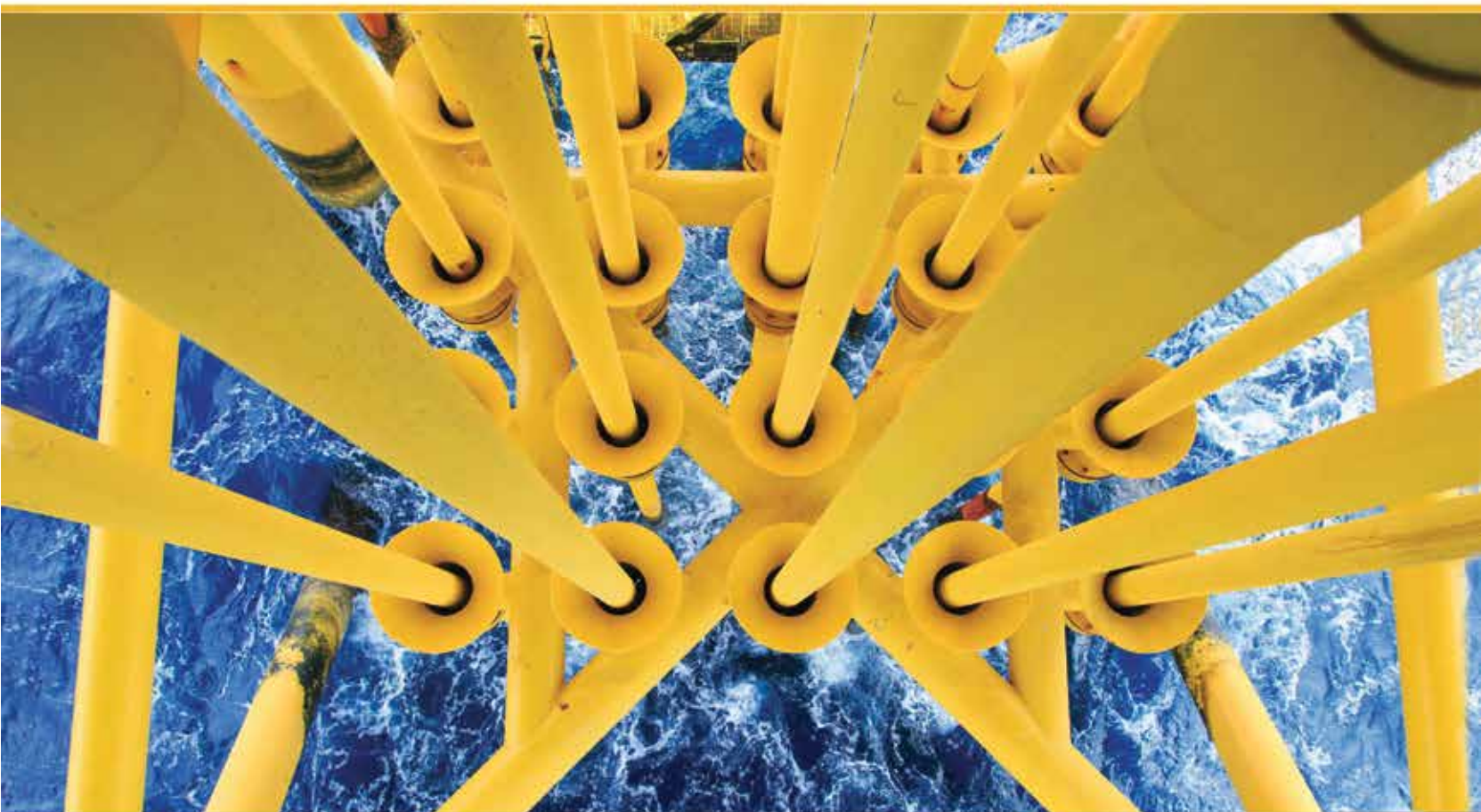


Стремимся
к большему!

СПОНСОР



САЛЫМ
ПЕТРОЛЕУМ



По всем вопросам обращайтесь к нам по электронной почте RussianReg@spe.org,
тел.: +7(495) 268-04-54.



Caspian Oil&Gas



26-я Международная
Выставка
Нефть и Газ Каспия

29 мая - 1 июня 2019
Баку Экспо Центр

Для дополнительной информации

www.cog.az

ВЕДУЩЕЕ СОБЫТИЕ
НЕФТЕГАЗОВОЙ
ИНДУСТРИИ
КАСПИЙСКОГО
РЕГИОНА

[#CaspianOilandGas](https://twitter.com/CaspianOilandGas)

 www.facebook.com/CaspianOilGas



Седьмая Международная конференция «Буровая и промышленная химия – 2018»

Организатор – CREON Energy

Нефтесервисный рынок РФ уже несколько лет находится в почти изолированном состоянии, и надежды на возвращение европейских и американских партнеров пока нет. Наша реальность – это собственные разработки или же предложения китайских компаний. Последние уже смогли занять определенную нишу: неидеальное качество продуктов и услуг компенсируется их привлекательной ценой.

Седьмая Международная конференция «Буровая и промышленная химия – 2018», организованная CREON Energy, состоялась в Москве. Мероприятие прошло при поддержке CREON Capital, стратегическим партнером выступило агентство «Коммуникации», генеральным информационным партнером – журнал «Нефть и капитал».

«Основной тенденцией нефтесервисного рынка России сейчас является его укрупнение, – рассказал генеральный директор CREON Energy **Санджар Тургунов**. – Отечественные ВИНКи стремятся включить в свою структуру и буровые, и сервисные компании. Первые результаты уже налицо: собственные подразделения «Роснефти» и «Сургутнефтегаза» контролируют четверть российского нефтесервиса. Какая роль отводится независимым игрокам, и будут ли они нужны вообще – предлагаю обсудить».

Открыл конференцию обзорный доклад Deloitte & Touche, который представил ведущий эксперт исследовательского центра **Дмитрий Касаткин**. По итогам 2017 года проходка в эксплуатационном бурении достигла 29 млн м, это на 12% превышает прошлогодний показатель. Эксперт отметил, что в последние годы проходка в эксплуатационном бурении в России стабильно растет, чего нельзя сказать о добыче. Продолжают разбуриваться зрелые месторождения, в то время как вложения в разведку новых остаются на невысоком уровне.

Рост объемов бурения, с одной стороны, обеспечивает уровень заказов для

нефтесервисов, с другой стороны – ухудшение условий добычи влечет за собой рост затрат на технологическое оснащение буровых компаний, что на фоне стабильно низкой рентабельности бизнеса может быть серьезным вызовом.

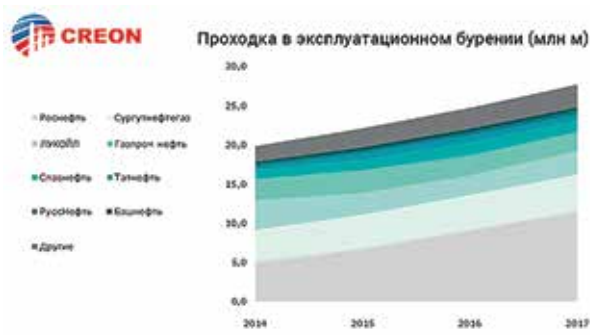
Г-н Касаткин подчеркнул, что тенденция

Основной тенденцией нефтесервисного рынка России сейчас является его укрупнение. Отечественные ВИНКи стремятся включить в свою структуру и буровые, и сервисные компании.

укрупнения нефтесервисного рынка в РФ существует и в ближайшие годы сохранится: число компаний с небольшими объемами заказов продолжает сокращаться. Что касается объема рынка, то в ближайшие три-пять лет он прогнозируется на

уровне \$25 млрд.

Deloitte разработала три возможных сценария развития рынка в среднесрочной перспективе. Негативный предусматривает сланцевый бум по мере развития технологий, и, как следствие, – снижение цены на нефть, а также дальнейшую



консолидацию нефтесервисного рынка в РФ. При нейтральном сценарии возможна частичная разморозка проектов на российском шельфе за счет развития технологий, консолидация не происходит. Оптимистичный же сценарий предполагает отмену санкций, рост цены на нефть и возвращение иностранных игроков на российский нефтесервисный рынок.

В нефтедобывающей промышленности РФ при производстве буровых растворов широко применяется такой материал, как бентонит. Это тонкодисперсная глина, основное свойство которой – высокая гидрофильность. Как рассказала руководитель отдела ИГ «Инфолайн» **Ирина Колоскова**, по итогам 2017 года в России потребление бентонита для этих целей составило 120 тыс. т (17% от общего объема). Спрос на бентонит напрямую зависит от объемов эксплуатационного и разведочного бурения. Основные потребители – это крупные нефтяные компании («Сургутнефтегаз», «Лукойл», «Газпром нефть» и др.). Крупнейшей же отраслью потребления бентонитов является железорудная промышленность.

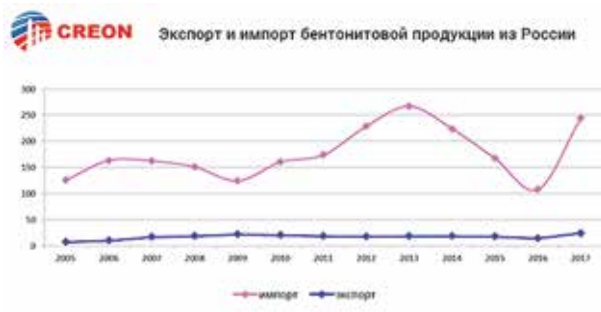
В целом балансовые запасы бентонита в России оцениваются в 160 млн т. Зарегистрировано 20 месторождений, из них 7 в настоящее время разрабатывается. Однако по мировым стандартам российские бентонитовые глины являются низко- или среднекачественным сырьем. В этой связи экспорт из России весьма незначителен, импорт же – довольно велик (ввозятся высококачественные щелочные бентониты).

Заведующий лабораторией крепления скважин «ТатНИПИнефть» **Рустем Катеев** отметил, что если раньше в «Татнефти» наблюдался рост буровых растворов на основе бентонита и глинопорошков, то сейчас наметилась новая тенденция – применение безглинистых буровых растворов с добавлением соответствующих реагентов.

Не так давно в число участников нефтесервисной отрасли вошла «Газпромнефть – смазочные материалы». Как сообщил ее представитель, компания предлагает рынку новый продукт – синтетическую основу для буровых растворов.

Менеджер по технической поддержке Evonik Resource Efficiency **Юлия Алексанина** представила информацию об ингибиторах

парафиновых отложений для нефти Viscoplex (COP1). Они работают по тем же принципам и механизмам, что и депрессоры в смазочных материалах, однако эффективность



варьируется в зависимости от типа нефти и источника. Эксперт рассказала, что необходим

Deloitte разработала три возможных сценария развития рынка в среднесрочной перспективе. Негативный предусматривает сланцевый бум по мере развития технологий, и, как следствие, – снижение цены на нефть, а также дальнейшую консолидацию нефтесервисного рынка в РФ. При нейтральном сценарии возможна частичная разморозка проектов на российском шельфе за счет развития технологий, консолидация не происходит. Оптимистичный же сценарий предполагает отмену санкций, рост цены на нефть и возвращение иностранных игроков на российский нефтесервисный рынок.

индивидуальный подбор COP1, тогда они будут работать с максимальной отдачей. Для выбора оптимального варианта используется сразу несколько техник: температура помутнения, температура потери текучести, дифференциальная сканирующая калориметрия, реометр, метод «холодного пальца» и лабораторные установки.

О разработках НПП «Буринтех» рассказал инженер-технолог лаборатории крепления скважин **Тимур Латыпов**. Одна из них – полимерный материал для ликвидации поглощений BIT-SBC. Это двухкомпонентный состав, который при смешении затвердевает и превращается в прочный, устойчивый к агрессивным воздействиям (кислоты, соли и т.д.) материал. Его преимущества – простота в применении,

короткое время реакции отверждения, хорошая адгезия, широкий температурный диапазон применимости, высокая прочность отвержденного компаунда и высокая проникающая способность.

По словам докладчика, BIT-SBC уже был

опробован на 16 скважинах и зарекомендовал себя исключительно положительно.

Также «Буринтех» предлагает потребителям кольматирующий материал BIT-Plug, который представляет собой порошкообразное сухое вещество, состоящее из органо-минеральных компонентов и кольматантов. В жидком состоянии раствор не отверждается, и нет риска цементации оборудования и бурильных труб. После фильтрации в процессе циркуляции полученная корка остается плотной, не разрушается.

Технологическая жидкость «Баркбитл» – еще один популярный у потребителей продукт, который применяется для удаления фильтрационной корки с фильтров различной конструкции, используемых при бурении горизонтальных скважин.

Россия обладает обширными запасами сверхвязкой нефти, и если раньше ее собирали «по верхам», то теперь нефтяные компании намерены добывать по максимуму. Один из возможных методов извлечения – парогравитационный дренаж (SAGD). Как рассказал руководитель экспертной группы по буровым растворам МАС ГНБ Руслан Аминов, в этом случае необходимо горизонтально-направленное бурение (ГНБ).

В целом такой метод приобрел популярность в России только недавно: в 2013 году было построено 12 скважин, в 2014-м – уже 52. Пик пришелся на 2015 год, когда было создано 332 скважины. Сейчас динамика заметно упала, однако метод SAGD продолжает пользоваться спросом.

Руслан Аминов отметил, что технология горизонтального бурения была выведена на рынок без поддержки государства, исключительно силами игроков рынка. Ассоциация при этом выполняет роль некоего аккумулирующего центра, отвечающего за разработку оперативной документации.

Активная научная работа по разработке буровых и нефтепромысловых реагентов ведется в Национальном исследовательском Томском государственном университете. По словам старшего научного сотрудника **Вячеслава Яновского**, разработано более 20 новых марок буровых реагентов, из которых 6 в настоящее время производится в промышленных масштабах. Среди них –

смазочные добавки серии CT-7, REALUB; эмульгатор DDP; углеводородная основа ReaBase; смазочная добавка «Луброил»; вспениватель для азрированных буровых растворов SpecFoam.

На данный момент основными направлениями исследований являются реагенты для технологических жидкостей на основе обратных эмульсий, полисахаридные реагенты и модификаторы трения буровых растворов.

Докладчик особо выделил растворы на углеводородной основе, которые отличаются инертностью к разбураиваемой горной породе, отсутствием влияния на коллекторские свойства продуктивных пластов, высокими триботехническими свойствами, высокой термостабильностью, низкими показателями

фильтрации и тонкой фильтрационной коркой. Кроме того, они не вызывают коррозию инструмента.

Заместитель заведующего кафедры «Бурение нефтяных и

газовых скважин» Самарского государственного технического университета **Ольга Нечаева** рассказала о проводимой разработке промывочной жидкости для осложненных условий бурения. По ее словам, необходима рецептура промывочной жидкости для бурения глинистых пород с минимальным воздействием на устойчивость стенок скважин. Предложенные системы промывочных жидкостей минимизируют разупрочняющее действие за счет снижения гидратационного воздействия на породу. К преимуществам данных систем относятся ингибирование глин и инкапсуляция бурового шлама.

Любым научным разработкам нужна финансовая подпитка, и с этим могут помочь инвестиционные фонды, которые прочно обосновались на российском финансовом рынке. Так, фонд прямых инвестиций CREON Energy Fund SICAV-SIF был открыт в 2016 году, совокупный объем вложений – около 100 млн евро, минимальный объем – 5 млн евро. Такую информацию сообщил представитель фонда в России **Илья Елагин**. Фонд инвестирует в проекты на начальной стадии, в растущие и сформировавшиеся компании России и стран СНГ, а также в экологические проекты «зеленой» экономики и альтернативной энергетики. Партнерами CREON Capital являются Caceis Bank Luxembourg S.A., Ernst & Young S.A., Arendt & Medernach S.A. и группа CREON. ☺

Россия обладает обширными запасами сверхвязкой нефти. Один из возможных методов извлечения – парогравитационный дренаж (SAGD).

**Российское отделение Ассоциации специалистов по
колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам**

**Некоммерческое партнерство «Центр развития
колтюбинговых технологий»**

Russian Chapter of the Intervention and Coiled Tubing Association

**Nonprofit Partnership Coiled Tubing Technologies
Development Center**



**ИСОТА
РОССИЯ**



Контактная информация

**Пыжевский переулок, 5, строение 1, офис 224
Москва 119017, Российская Федерация
Телефон: +7 499 788 91 24; +7 (916) 512 70 54
Факс: +7 499 788 91 19
E-mail: info@icota-russia.ru**

Contact information

**5/1 Pyzhevsky lane, Suite 224
119017 Moscow, Russian Federation
Telephone: +7 499 788 91 24; +7 (916) 512 70 54
Fax: +7 499 788 91 19
E-mail: info@icota-russia.ru**

www.icota-russia.ru



Целью Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам является развитие возможностей для профессионального общения специалистов, аккумуляция технических знаний, обобщение опыта применения инновационных технологий, содействие внедрению новейших разработок в области колтюбинговых технологий и других сегментов высокотехнологичного нефтегазового сервиса и стандартов безопасности проведения работ.

Российское отделение Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ИСОТА-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 (ИСОТА) и Некоммерческим партнерством «Центр развития колтюбинговых технологий».

ЗАЯВЛЕНИЕ

Прошу принять меня в члены ИСОТА-Россия

Фамилия _____ Написание по-английски _____

Имя _____ Написание по-английски _____

Отчество _____

Организация/компания/структура _____

Должность _____

Адрес электронной почты _____

Телефон служебный _____ Факс _____

Телефон мобильный _____

Почтовый адрес для связи _____

Дата _____

Подпись _____

Пожалуйста, отправьте заполненное заявление по факсу: +7 499 788 91 19
или скан заявления на e-mail: info@icota-russia.ru



**Медиаплан распространения журнала «Время колтюбинга. Время ГРП»
на отраслевых мероприятиях в 2018 году
ВК № 3/65, сентябрь-2018**

Мероприятие	Дата проведения	Город, страна	Организатор	Сайт
Международная научно-практическая конференция «Строительство и ремонт скважин – 2018»	24–29.09.2018	Сочи	ООО «НПП «НИТПО»	http://oilgasconference.ru/conference/
SPE Annual Technical Conference and Exhibition	24–26.09.2018	Dallas, Texas, USA	SPE	http://www.atce.org/welcome
Техническая конференция «ГРП в России: опыт и перспективы»	25–27.09.2018	Калининград	SPE	http://rca.spe.org/ru/events/hydraulic-fracturing/
26-я Казахская Международная выставка и конференция «Нефть и Газ»/ KIOGE 2018	26–28.09.2018	Алматы, Казахстан	ITECA; ITE	https://www.kioge.kz/ru/
Техническая конференция «Исследования горизонтальных скважин»	28–29.11.2018	Тюмень	SPE	http://rca.spe.org/ru/events/workshops/
Российская нефтегазовая техническая конференция SPE	15–17.10.2018	Москва	SPE	http://www.spe.org/events/ru/2018/conference/18rptc/spe-russian-petroleum-technology-conference-moscow.html
Курс технического обмена «Современные системы бурения при контроле давления. Многоствольные скважины. Колтюбинг на депрессии»	21–27.10.2018	Калгари, Канада	CapitalBE	http://www.capitalbe.co.uk/programmes/managed-pressure-drilling-systems-multilateral-wells-coiled-tubing-underbalanced-drilling.html?lang=ru
XIII ежегодная конференция «Нефтегазовый сервис в России» (Нефтегазсервис-2018)	17.10.2018	Москва	Московские нефтегазовые конференции	https://www.n-g-k.ru/?page=meropr67
Международная научно-практическая конференция «Интеллектуальное месторождение: инновационные технологии от скважины до магистральной трубы»	22–27.10.2018	Сочи	ООО «НПП «НИТПО»	http://oilgasconference.ru/conference/
Современные системы бурения при контроле давления. Многоствольные скважины. Колтюбинг на депрессии	21–27.10.2018	Калгари, Канада	Capital Business Events	http://www.capitalbe.co.uk/programmes/managed-pressure-drilling-systems-multilateral-wells-coiled-tubing-underbalanced-drilling.html?lang=ru
19-я Международная научно-практическая конференция «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы»	8–9.11.2018	Москва	ICoTA, ООО «Время колтюбинга», НП «ЦРКТ»	http://www.cttimes.org/conf/
Методы увеличения нефтеотдачи. Различные ГТМ на нефтяных месторождениях	19–20.09.2018	Ижевск	ООО «КОНФЕРЕНЦ-НЕФТЬ»	http://www.konferenc-neft.ru/sentyabr-2018g-metody-uvelicheniya-nefteotdachi-razlichnye-gtm-na-neftnyanykh-mestorozhdeniyakh
XXIII Научно-практическая конференция «Новые ГИС технологии для нефтегазовых компаний»	20–22.11.2018	Уфа	ГК «Квант»; ЕАГО	https://www.novtekbusiness.com/meropriyatiya
5-я Международная конференция и выставка «Геологоразведка-2018»	25.10.2018	Москва	Росгеология при поддержке и участии Министерства природных ресурсов и экологии РФ	http://geologorazvedka2018.ru
Межрегиональная специализированная выставка «Нижневартовск. Нефть. Газ – 2018»	14–15.11.2018	Нижневартовск	ООО «ВК Си-бэкспосервис»	http://ses.net.ru/index.php/calendar/398-nizhnevartovsk-neft-gaz-2018
Специализированная выставка «Нефть. Газ. Химия»	21–23.11.2018	Красноярск	ЗАО ВК «Красноярская ярмарка»	http://www.krasfair.ru/events/geo/

119017 г. Москва, Пыжевский пер.,
д. 5, стр. 1, офис 224
тел.: +7 499 788 914, тел./факс: +7 499 788 91 19.

Дорогие читатели!

Подписку на научно-практический журнал
«Время колтюбинга»

вы можете оформить в любом отделении
«Роспечати» в период проведения подписных
кампаний.

**ИНДЕКС В ПОДПИСНОМ КАТАЛОГЕ
«РОСПЕЧАТИ» – 84119.**

Компании могут оформить годовую подписку
непосредственно в редакции журнала
(не менее чем на 3 экземпляра). Подписка
в редакции возможна с любого месяца года.

Минимальная стоимость годовой подписки
(3 экз. х 4 вып.): 13 200 руб.
(включая НДС 10%) + стоимость доставки.

Для оформления подписки через редакцию
отправляйте запрос по адресу:
cttimes@cttimes.org

For English-speaking readers we recommend
to subscribe for PDF-version of the Journal.

Please send your subscription request to:
cttimes@cttimes.org

Year subscription price for PDF-version: 80\$.



Фрагмент картины Константина Сомова «Осень в парке Версаля»
Fragment of the painting by Konstantin Somov "Autumn in the Park of Versailles"

Почетный редактор – **Рон Кларк** (rc@cttimes.org);
главный редактор – **Галина Булыка** (halina.bulyka@cttimes.org);
директор по стратегическому развитию проекта «Время колтюбинга» –
Артем Грибов (artem.gribov@cttimes.org);
научный редактор – **Антон Федоренко**, канд. физ.-мат. наук;
Переводчики – **Сергей Масленицин**, **Христина Булыко**,
Григорий Фомичев, **Светлана Лысенко**;
ответственный секретарь – **Наталья Михеева**;
маркетинг и реклама – **Марина Куликовская** (advert@cttimes.org);
дизайн и компьютерная верстка – **Людмила Гончарова**;
подписка и рассылка – cttimes@cttimes.org.

Журнал распространяется по подписке среди специалистов
нефтегазовых компаний и профильных научных институтов.
Осуществляется широкая персональная рассылка руководителям
первого звена.

Материалы, автор которых не указан, являются продуктом
коллективной работы сотрудников редакции.

При перепечатке материалов ссылка на журнал «Время колтюбинга»
обязательна.

Редакция не всегда разделяет мнение авторов статей.

Honorary editor – **Ron Clarke** (rc@cttimes.org);
Editor-in-chief – **Halina Bulyka** (halina.bulyka@cttimes.org);
Director of Strategic Development "Coiled Tubing Times" –
Artem Gribov (artem.gribov@cttimes.org);
Scientific editor – **Anton Fedorenko**, Doctor of Phys.-Math.;
Translators – **Sergey Maslenitsin**, **Christina Bulyko**, **Gregory
Fomichev**, **Svetlana Lysenko**; Executive editor – **Natallia Mikheyeva**;
Marketing and advertising – **Marina Kulikovskaya** (advert@cttimes.org);
Design & computer making up – **Ludmila Goncharova**;
Subscription & distribution – cttimes@cttimes.org.

The Journal is distributed by subscription among specialists
of oil and gas companies and scientific institutions. In addition,
it is also delivered directly to key executives included into
our extensive mailing list.

The materials, the author of which is not specified, are the product of the
Editorial Board teamwork. When reprinting the materials the reference to the
Coiled Tubing Times is obligatory. The articles provided in this journal do not
necessarily represent the opinion of the Editorial Board.

The Journal offers a cooperation to advertisers and persons concerned.



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, комн. 17/43
Тел.: +375 (17) 298 24 17, факс: +375 (17) 368 30 26
e-mail: fidmarshsales@nov.com website: www.fidmarshnov.by
www.fidmarshnov.ru www.fidmarshnov.kz

Rybalko st., Minsk, 220033, Belarus, 26
Tel.: +375 (17) 298 24 17, fax: +375 (17) 368 30 26
e-mail: fidmarshsales@nov.com website: www.fidmarshnov.by
www.fidmarshnov.ru www.fidmarshnov.kz





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



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

Гидравлический разрыв пласта
Hydraulic fracturing

Услуги с установками ГНКТ
Coiled tubing services

Освоение скважин азотом
Well gaslifting

Заканчивание скважин
Well completion

Пакерный сервис
Packer service

Ловильные работы
Fishing operations

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



packer-tools.ru, contact@packer-tools.ru