

Coiled/tubing

ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА
ВРЕМЯ ГРП

Times

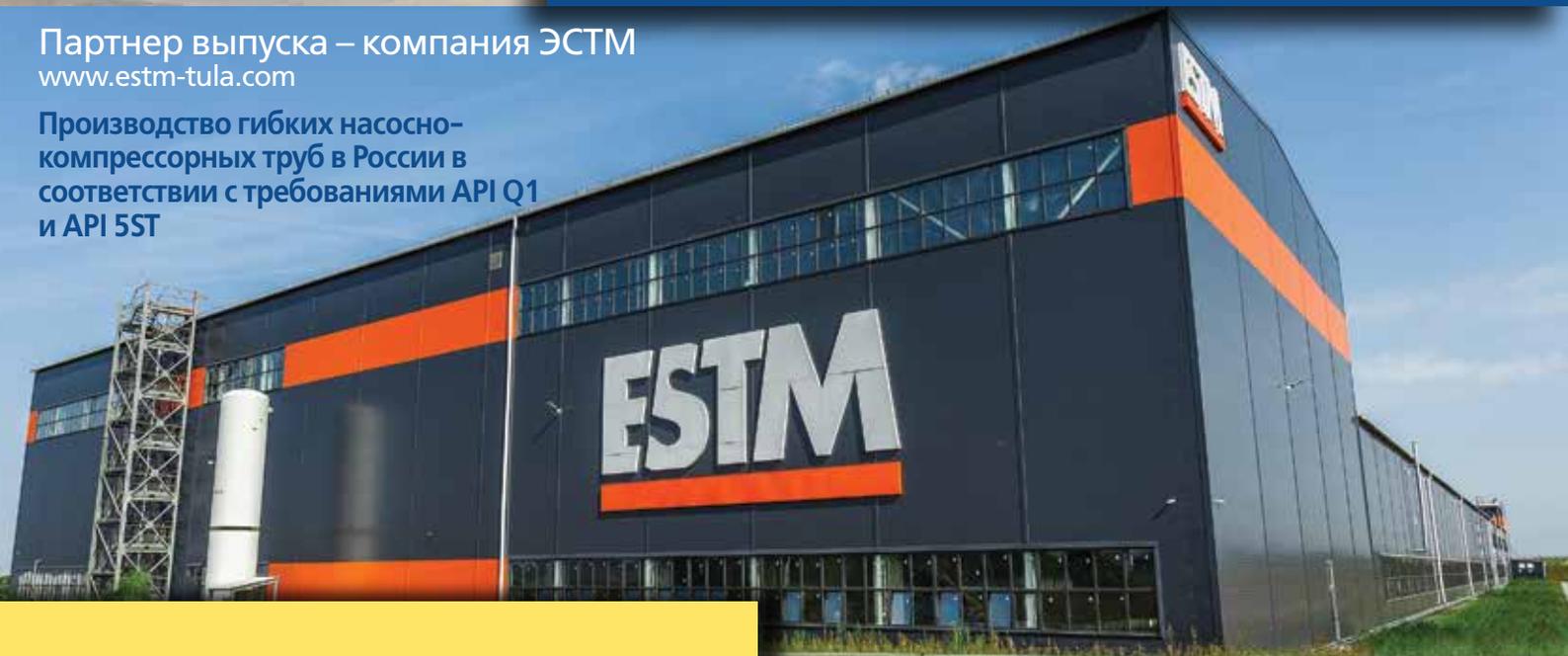
издается с 2002 года / has been published since 2002

3 (073), Сентябрь/September 2020



Партнер выпуска – компания ЭСТМ
www.estm-tula.com

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



ЭСТМ ОСВАИВАЕТ НОВЫЕ ГОРИЗОНТЫ
ESTM GAINS NEW GROUNDS

МНОГОКАНАЛЬНЫЙ КОЛТЮБИНГ

ИДЕТ МИНИ-РЕВОЛЮЦИЯ!
MINI-REVOLUTION IS UNDERWAY!

САМОЗАГУЩАЮЩАЯСЯ ПОТОКООТКЛОНЯЮЩАЯ КОМПОЗИЦИЯ ДЛЯ НАПРАВЛЕННЫХ КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

SELF-THICKENING FLOW-DIVERTER COMPOSITION FOR DIRECTED ACID TREATMENTS IN CARBONATE RESERVOIRS

ТЕЗИСЫ КОНФЕРЕНЦИИ ПО КОЛТЮБИНГОВЫМ ТЕХНОЛОГИЯМ И ВНУТРИКВАЖИННЫМ РАБОТАМ SPE/ICoTA 2020

SPE/ICoTA COILED TUBING & WELL INTERVENTION CONFERENCE 2020 ABSTRACTS

www.cttimes.org



73





БИТТЕХНИКА

ПРОЕКТИРОВАНИЕ, ПРОИЗВОДСТВО, ВНЕДРЕНИЕ

Производство и изготовление оборудования для бурения, ЗБС, КРС и колтюбинга

Стремясь к лучшему, создаем совершенство



Сегодня ООО «БИТТЕХНИКА» – это полный спектр оборудования, инструмента для подготовки ствола скважины, проведения технологических операций и ликвидации аварий с применением колтюбинга



ФЗ-Ц Фреза забойная цементная



ФЗ-Т фреза забойная торцевая



ТЛНШ трубовка наружная освобождающаяся штанголовка



ТВГ труборез внутренний гидравлический



ПИКВ удочка ловильная для кабеля внутренняя



ЯПТ якорь гидравлический трубный



ПИКН удочка ловильная для кабеля наружного



РПК райбер конусный прямозубый

Россия, 614065, Пермский край, Пермь, Ш. Космонавтов, 395 Я
Телефон/факс: +7 (342) 294 64 64, 27 000 27
www.bittekhnik.ru, e-mail: info@bittekhnik.ru

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ

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

**The 21th International Scientific and Practical Coiled Tubing,
Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference**

При поддержке Министерства энергетики РФ



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

**26–27 ноября 2020 года,
Россия, Москва, гостиница «Новотель»
(Пресненская наб., 2, ст. м. «Деловой центр»,
«Выставочная»)**

**November 26–27, 2020,
Russia, Moscow, Novotel Moscow City Hotel
(Prenenskaya 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 «ТиграС-РемСервис» – начальник предприятия «АктюбинскРемСервис»;

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

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

Г.А. Булыка, главный редактор журнала;

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

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

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

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

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

Р. Кларк, почетный редактор журнала;

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

Е.Б. Лапотенцова;

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

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

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

С. Симаков, руководитель направления внутрискважинных работ Управления интегрированных решений по внутрискважинным работам Блока проектно-функционального обеспечения активов ООО «Газпромнефть НТЦ»;

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

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

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

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

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

ИЗДАТЕЛЬ

ООО «Время колтюбинга»

ЖУРНАЛ ПОДГОТОВЛЕН К ВЫПУСКУ

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

АДРЕС РЕДАКЦИИ

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

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

Тираж: 6000 экз. Первый завод: 1000 экз.

Журнал зарегистрирован Федеральным агентством по печати и массовым коммуникациям РФ.

Регистрационный номер ПИ № ФС 77-55830 от 30.10.2013.

PRESIDENT OF EDITORIAL BOARD

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

EDITORIAL BOARD

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

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

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

H. Bulyka, Editor-in-Chief;

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

R. Clarke, Honorary Editor;

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

A. Korotchenko, Director, InTech, LLC;

A. Lapatsentava;

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

A. Ovsiankin, Managing Director, Packer Service LLC;

M. Silin, Doctor of Chemistry, Professor, Head of the Department of Chemical Technologies for the Oil and Gas Industry, Gubkin Russian State University of Oil and Gas;

S. Simakov Well Intervention Manager of the Integrated Solutions Department for HRV of the Design and Functional Support Unit for the assets, Gazmromneft NTC LLC;

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

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

A. Trifonov, Chief Engineer of the Yamburg project, Gazpromneft-Zapolyarye LLC

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

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

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

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

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

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

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

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

PUBLISHER

Coiled Tubing Times, LLC

JOURNAL HAS BEEN PREPARED FOR PUBLICATION

by Editorial Board of Coiled Tubing Times Journal.

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

ADDRESS OF EDITORIAL OFFICE

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

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

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

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

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

Registration number ПИ № ФС 77-55830 dated 30.10.2013.

СЛОВО РЕДАКТОРА

Друзья, свежий номер журнала спешит к вам! Наша редакция по обе стороны Атлантики работает, чтобы донести до вас самую актуальную информацию. Но если пространство мы научились преодолевать посредством интернета практически мгновенно, то время нам неподвластно. Помните, я, поздравляя вас с Новым годом, надеялся, что число 2020 окажется счастливым? По всем приметам должно было выйти именно так, но этот кажущийся бесконечным год посылает нам всё новые испытания. В этом своем «Слове» я хотел бы пригласить наших дорогих читателей на очередную 21-ю Международную научно-практическую конференцию «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы», которая ежегодно проводится в ноябре в Москве под эгидой ICoTA. Но на настоящий момент я не могу с уверенностью утверждать, что наша встреча состоится в очном формате. Возможно, что закрытые из-за пандемии COVID-19 границы и карантинные ограничения вынудят организаторов провести конференцию в онлайн-формате. Пожалуйста, **следите за информацией на сайте www.cttimes.org. Мы сообщим о точных датах и формате конференции, как только ситуация прояснится.**

В текущем выпуске обратите внимание на подборку тезисов конференции по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам SPE/ICoTA 2020, состоявшейся весной в Вудлендсе (Техас, США). Очень многие работы, краткое описание которых дано в тезисах, отличались истинным полетом инженерной мысли. Не сомневаюсь, что вы получите подсказки, которые помогут столь же эффективно осуществить уникальные операции на ваших скважинах.

Несмотря на атаки вирусов и биржевых спекулянтов, нефтесервис идет вперед, а производители оборудования предлагают инновационные многообещающие продукты. Партнером номера является ЭСТМ – российский производитель ГНКТ. Я рад сообщить вам, что предприятие освоило выпуск гибких труб с переменной толщиной стенки – темпированных. Они высоко востребованы для скважин со сложной геометрией. Переменная толщина стенок позволяет снизить общий вес трубы и добиться более глубокого спуска в горизонтальный участок скважины.

Как всегда, в номере наши традиционные рубрики. Обратите внимание на «Многоканальный колтюбинг» в «Инновациях» и «Самозагущающуюся потокоотклоняющую композицию для направленных кислотных обработок карбонатных коллекторов Западного Казахстана» в «Нефтепромышленной химии». Подборку новостей завершает дайджест свежего Outlook BP, предлагающий три сценария развития энергетической отрасли на ближайшие 30 лет. Все они предвещают падение спроса на нефть, однако даже самый плохой, Net Zero сценарий, всё же оставляет нашей отрасли достаточно большое поле деятельности. Так что оптимизм лично меня не покидает.

Рон Кларк



EDITORIAL

Dear friends, this is the latest issue of the journal hot from the press! Our editorial board has been working on both sides of the Atlantic for you to have the most recent information. But while we have learnt to cover distances in no time due to Internet, the time is still beyond our control. Do you happen to remember my wishing you a Happy New Year and expressing hopes that 2020 would be a lucky number? It had all the earmarks of that, but instead we are having a year which seems never-ending in its attempts to challenge us day after day. I would like this editorial to become an invitation to yet another, the 21st International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference which is held in Moscow every November under the aegis of ICoTA. However, for the time being, I am not sure that we will be able to meet in person. The COVID-19 pandemic, having closed the borders and imposed quarantine restrictions, may force the hosts of the conference to opt for the online meeting. Please, **stay informed with our website www.cttimes.org. As soon as the situation is made clear, we will notify you of the exact dates and the form of the conference.**

In our current issue you will find a selection of abstracts from the reports delivered at the SPE/ICoTA Coiled Tubing & Well Intervention Conference 2020 which took place in spring in the Woodlands, Texas, USA. It is evident from the abstracts that a range of works have provided overflowing engineering creativity. I have no doubt that they may become a source of inspiration for you to rely on and to achieve the same results while carrying out unique operations at your wells.

Despite virus attacks and the onslaught of stock gamblers, oil service makes headway and the equipment manufacturers offer promising state-of-the-art products. The partner of this issue is ESTM, a Russian coiled tubing manufacturer. I am pleased to inform you that ESTM has launched tapered strings. They are in high demand for the wells with complicated geometry. The tapered thickness makes the string less heavy and thus allows it to reach deviated sidetracks of the well.

The issue, as always, features its usual columns. You will find it worth your attention the articles like *Multichannel Coiled Tubing* under the *Innovations* heading and *Self-Thickening Flow-Diverter Composition for Directed Acid Treatments in Carbonate Reservoirs in Western Kazakhstan* in the *Oilfield Chemistry* column. The closing item in the news column is a fresh Outlook BP digest containing three scenarios for the development of energy industry in the next 30 years. All of them predict oil demand contraction, but even the worst Net Zero case scenario leaves our industry with enough wriggle room. So, as for me, the prospects still look optimistic.

Ron Clarke

ПЕРСПЕКТИВЫ

- 6** Навстречу 21-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы»

ТЕХНОЛОГИИ

- 8** Тезисы Конференции по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам SPE/ISoTA 2020 (часть 1)
- 8** Секция 1. Решения в области внутрискважинных работ
- 12** Секция 2. Данные как важный элемент внутрискважинных работ и диагностики
- 19** Секция 3. Развитие технологий ГНКТ и НКТ, новые области применения и решения

- 23** Секция 4. Новейшие достижения в области оборудования, инструментов, жидкостей и материалов для проведения внутрискважинных работ

- 32** Секция 6. Электронные стендовые доклады II

- 32** Секция 8. Электронные стендовые доклады IV – Университеты

ИННОВАЦИИ

- 36** Р.М. Габдуллин, Р.В. Агишев Многоканальный колтюбинг. Варианты изготовления и способы применения

ПРАКТИКА

- 46** Идет мини-революция! (Беседа с О.В. Воином, руководителем инженерно-технического центра ООО «ФракДжет-Волга»)

ОБОРУДОВАНИЕ

- 54** ЭСТМ осваивает новые горизонты (Беседа с Р.Р. Салдеевым, директором по продажам ЭСТМ)

- 60** Линь Юкуин, П.Л. Егоров Модернизация первоклассного уровня – новое оборудование на заводе ШИНДА

НЕФТЕПРОМЫСЛОВАЯ ХИМИЯ

- 66** В.А. Цыганков, Л.А. Магадова, Л.С. Сахненко, В.М. Дупляков, А.А. Гоголев, Т.И. Юнусов Самозагущающаяся потокоотклоняющая композиция для направленных кислотных обработок карбонатных коллекторов Западного Казахстана

84 НОВОСТИ

- 88** Красота месторождений



PROSPECTS

- 6** Towards the 21th International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference

TECHNOLOGIES

- 8** SPE/ICoTA Coiled Tubing & Well Intervention Conference 2020 Abstracts (Part 1)
- 8** Session 1: *Intervention Solutions*
- 12** Session 2: *Data Enhanced Interventions and Diagnostics*
- 19** Session 3: *Coiled Tubing and Pipe Development, Applications, and Solutions*

- 23** Session 4: *Latest Developments in Equipment, Tools, Fluids, and Materials for Interventions*

- 31** Session 6: *Knowledge Sharing ePosters II*

- 32** Session 8: *Knowledge Sharing ePosters IV – University*

PRACTICE

- 46** A Mini-Revolution is Underway!
(Interview with **O.V. Voin**, the Head of the Engineering and Technical Center at "FracJet-Volga")

EQUIPMENT

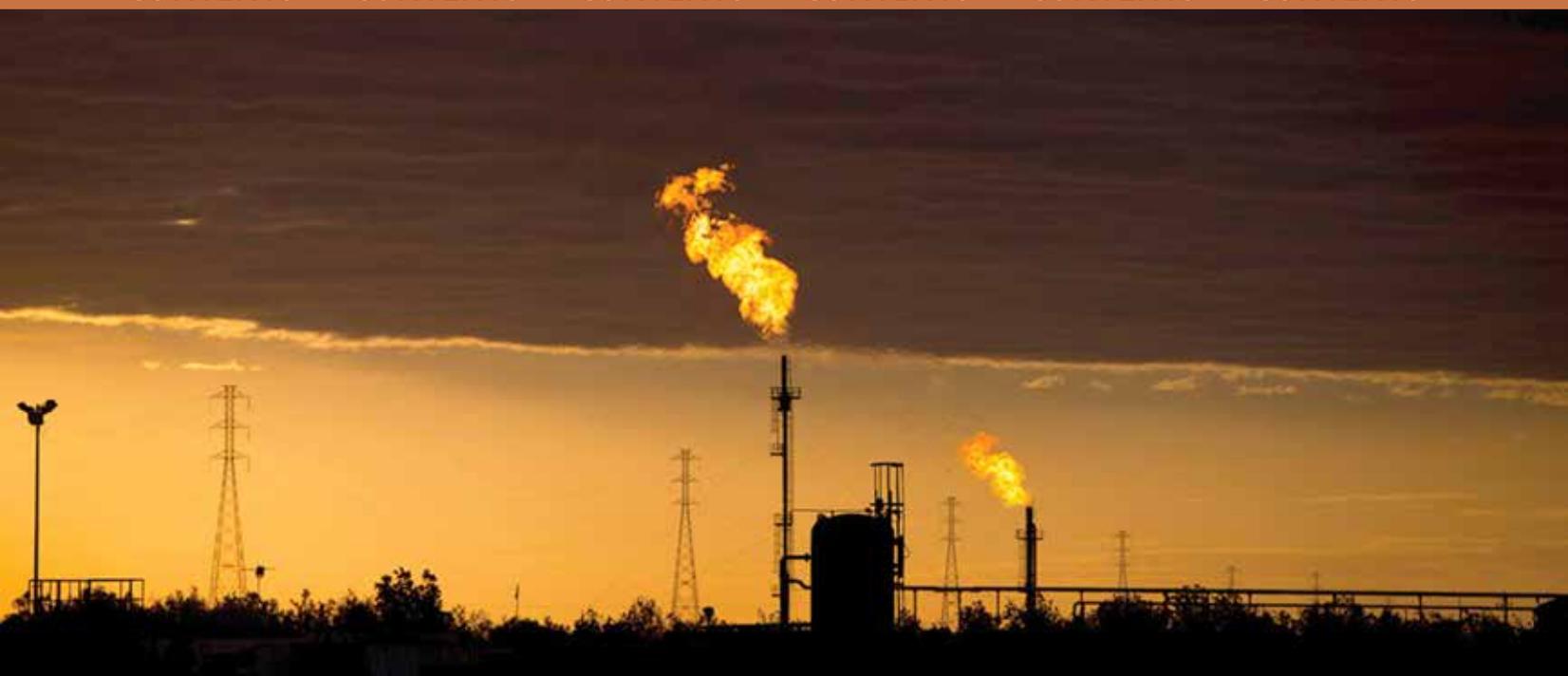
- 54** ESTM Gains New Grounds
(Interview with **Ruslan Saldeev**, Sales Director, ESTM LLC)

- 60** Lin Yue Qing, Pavel Egorov Upgrade to Excellent – New Equipment at Shinda Plant

OILFIELD CHEMISTRY

- 66** V.A. Tsygankov, L.A. Magadova, L.S. Sakhnenko, V.M. Duplyakov, A.A. Gogolev, T.I. Yunusov Self-Thickening Flow-Diverter Composition for Directed Acid Treatments in Carbonate Reservoirs in Western Kazakhstan

- 88** *The Beauty of Oilfields*



21-я Международная научно-практическая конференция «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы» The 21th International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference

При поддержке Министерства энергетики РФ



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

Конференция состоится 26–27 ноября 2020 года в Москве

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

Официальная поддержка: Министерство энергетики Российской Федерации.

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

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

Их тематика:

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

Торжественный прием.

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

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

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

The conference will be held November 26–27, 2020, in Moscow

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

Supported by the Ministry of Energy of the Russian Federation.

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

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

Topics of the sessions:

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

Welcome Reception.

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

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

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

21-я Международная научно-практическая конференция «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы» The 21th International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference

При поддержке Министерства энергетики РФ



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

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

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

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

Информация о спонсорских возможностях высылается по запросу.

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

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

services specialists, purchasers of high-tech oilfield services and manufacturers of oilfield equipment.

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

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

At the 21th 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

Тезисы Конференции по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам SPE/ICoTA 2020 (часть 1)

SPE/ICoTA Coiled Tubing & Well Intervention Conference 2020 Abstracts (Part 1)

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

Секция 1. Решения в области внутрискважинных работ

В данной секции обсуждался широкий круг проблем и решений в области внутрискважинных работ и повышения нефтеотдачи пласта. Были представлены инновационные способы решения комплексных задач, с которыми сталкивается наша отрасль, а также полученный опыт. Предложенные решения в области внутрискважинных работ будут полезны и в других странах, где имеются схожие трудности и проблемы.

Успешный опыт извлечения первой установленной скоростной колонны – пример с Ближнего Востока

Абдулла Субайи, Мутаз Р. Аль-Губайни, Яссер Шаввли, Saudi Aramco; Рустем Сунагатов, Даниш Ахмед, Мохаммад Арифин, Валентин Почетный, Мохаммед Сантали, Schlumberger

ГНКТ длиной 14 200 футов и диаметром 2 3/8 дюйма была установлена в качестве скоростной колонны для повышения скорости извлечения жидкости и устранения проблемы накопления жидкости в газовой скважине. После успешной установки колонны в течение нескольких лет скважина работала в экономически эффективном режиме. Поскольку это был пилотный проект, направленный на демонстрацию того, что скважина может эффективно работать со спущенной скоростной колонной, оператор принял решение извлечь колонну. Процесс извлечения представлял собой сложную задачу, так как такая длинная колонна более трех лет находилась в скважине с кислой средой (40000 ppm CO₂, 40 ppm H₂S). В качестве материала для скоростной колонны была выбрана низкоуглеродистая сталь с пределом текучести 90 000 psi для защиты от коррозионного растрескивания под воздействием серы. Была использована вышка ГНКТ для доступа в рабочую зону в ходе резки трубы и извлечения забойной компоновки.

Извлечение скоростной колонны происходило в несколько этапов. На первом этапе была спущена проволока для установки обратных клапанов внизу скоростной колонны. На втором этапе перед монтажом оборудования ГНКТ установленные клапаны были испытаны на приток. Затем на устье была смонтирована колтюбинговая

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

Session 1: Intervention Solutions

This session presents a broad range of well intervention and production enhancement challenges and solutions. It showcases innovative ways to solve the complex issues our industry faces as well as the lessons learned along the process. These intervention solutions will be of use in other locations facing similar issues.

Successful Retrieval of First Installed Velocity String – A Case Study from Middle East

Abdullah Subaii, Mutaz R. Al Ghubayni, Yasser Shawli, Saudi Aramco; Rustem Sunagatov, Danish Ahmed, Mohammad Arifin, Valentin Pochetnyy, Mohammed Santal, Schlumberger

Installation of 14,200 ft of 2 3/8-in. coiled tubing (CT) as a velocity string (VS) was performed to increase the fluid production velocity and avoid a liquid loadup problem in a gas well. After the successful installation, the well produced at economic rates for few years. Because this was a pilot project to ascertain the well's deliverability with the VS installed, the operator decided to retrieve the VS. The main challenge during the VS retrieval intervention was to retrieve such a long VS that had been in a sour well (40,000-ppm CO₂, 40-ppm H₂S) for more than 3 years. Low carbon 90,000 psi yield strength was chosen as a material for VS to withstand corrosion and Sulphur-stress cracking. A CT tower was utilized to have the access to the work area during pipe cutting and the bottomhole assembly (BHA) removal process.

The retrieval of the installed VS was executed in several stages. First, slickline was run in hole (RIH) to install the pump-through check valves at the bottom of the installed VS. Second, these check valves were inflow tested prior to CT equipment rig up. The CT unit was then rigged up on the wellhead and

установка и ГНКТ спущена в скважину вместе со специальной компоновкой для извлечения скоростной колонны, включающей в себя подъемный инструмент (GS-тип). С помощью подъемного инструмента был произведен зацеп компоновки скоростной колонны и путем прямого натяжения сдвинут с места пакер, который использовался для подвеса скоростной колонны. В результате операции скоростная колонна была извлечена на поверхность вместе с пакером. Вся компоновка была зафиксирована трубными плашками на превенторе. После проведения необходимых испытаний на приток оборудование для контроля устьевого давления было открыто и ГНКТ была отрезана ниже пакера. Все инструменты были отсоединены. Затем было сделано пригодное к наматыванию внутреннее соединение, чтобы соединить ГНКТ (которая использовалась для извлечения колонны) непосредственно со скоростной колонной. В итоге скоростная колонна была безопасно извлечена на поверхность.

После извлечения на поверхность верхней компоновки скоростной колонны было отсоединено быстроразъемное соединение, использовавшееся для опрессовки, ГНКТ была отрезана с помощью гидравлического трубореза. Резиновые элементы верхнего пакера были повреждены при извлечении из скважины. Специалисты сделали внутреннее пригодное к наматыванию соединение и испытали его на натяжение при 1,25 веса ГНКТ в подвешенном состоянии. После открытия трубных/скользящих плашек ГНКТ была успешно намотана на барабан.

Извлечение скоростной колонны было проведено за одну СПО, общее время операции составило 30 часов. По результатам этой операции была получена информация, которая позволит лучше понять аспекты применения скоростных колонн в газовых скважинах. Это информация о технологиях, внутрискважинных инструментах, процедурах и мерах по контролю за рисками в ходе извлечения скоростной колонны из работающей скважины.

Адаптация ГНКТ для разработки сланцевых месторождений: 81 день непрерывной работы первого проекта по добыче сланцевого газа на материковом месторождении Великобритании

Диего А. Фернандес, Эрнесто Франко Д., Карлос Виллаграна П., Анхель Макадо, Schlumberger

В данной статье представлены процедуры, передовые практические методики и результаты проекта с применением ГНКТ, в рамках которого впервые осуществлено заканчивание скважины нетрадиционным способом с использованием метода многостадийного ГРП на наземном месторождении в Великобритании с целью обеспечения коммерчески выгодной добычи газа на материковых сланцевых пластах. Целью работ было провести многостадийный ГРП через затрубное пространство между ГНКТ и НКТ за одну СПО; однако эта универсальная технология была применена для целого ряда внутрискважинных работ в рамках данного проекта.

Разработка и установка кольцевой газлифтной системы в Северном море в Великобритании

Гален Моффат, Weatherford

RIH with the VS retrieval assembly consisting of a GS pulling tool. The VS retrieval tool was latched onto the installed VS assembly, and, by applying a straight overpull, the packer that was used to hang the VS was unset. The VS was eventually pulled to surface along with the packer. The whole assembly was secured by pipe rams on blowout preventers (BOPs). After the required inflow tests on the BOP pipe rams were performed, the pressure control equipment (PCE) stack was opened and the CT was cut below the VS packer. All tools were disconnected, and a spoolable internal connector was made up to connect the retrieving CT with the VS. Eventually the VS was safely pulled to surface.

When the uphole VS BHA was retrieved to the surface, the quick connection used for pressure testing was opened and CT was cut with a hydraulic cutter. Uphole packer rubbers were found to be damaged during pulling out of hole (POOH). Internal spoolable connector was made and pull tested to 1.25 times of CT hanging weight. After opening pipe/slip rams CT was successfully spooled on the reel.

The retrieval of the VS was conducted in a single run with total operational time of 30 hours. The operation provided information will increase industry understanding of the use of VS in gas wells, including information about techniques, downhole tools, and procedures and risk control measures used during the retrieval of a VS from a live well.

Coiled Tubing Adaptability in the Development of Shale Plays: 81 Days of Continuous Operation in the First UK Land Gas Shale Project

Diego A. Fernandez C, Ernesto Franco D., Carlos Villagrana P., Angel Machado, Schlumberger

This paper presents the procedures, best practices and results of a coiled tubing project on the first unconventional completion using the multistage fracturing technique onshore in the United Kingdom, to achieve commercial gas flow rates from the inland shale formations. The main goal of the coiled tubing operations was to deliver multiple hydraulic fracturing stages through the CT/tubing annulus in a single run; but the versatile technology was used for a wide range of intervention activities during the project.

Concentric Gas Lift System Development and Installation in the UK North Sea

Andrew Galen Moffat, Weatherford

A high water cut Brent oil producer that requires Concentric Gas Lift for the well to flow at an economic rate. A Concentric Gas

Предметом рассмотрения является высокообводненная нефтескважина на месторождении Брент, для которой необходима кольцевая газлифтная система, чтобы вывести скважину на экономически целесообразный уровень дебита. Кольцевая газлифтная система состоит из нагнетательного клапана, подсоединенного к ГНКТ диаметром 1 ½ дюйма (сталь 19%Cr), скользящего соединителя, двухпоточного предохранительного клапана и подвески с полированным приемным отверстием для хвостовика, что составляет нижнюю компоновку заканчивания. Верхняя компоновка заканчивания представлена хвостовиком с надставкой из уплотнительного сердечника и централизаторами, которые подсоединены к 300-метровой секции НКТ диаметром 2 3/8 дюйма (сталь S13%Cr) и кольцевой подвеске, закрепленной на устьевой промежуточной катушке. Стандартная фонтанная арматура устанавливается над катушкой, а катушка используется для нагнетания газа.

Когда вся система установлена, появляется возможность постоянного закачивания газа через нагнетательный порт в устьевой катушке. Затем газ проходит через кольцевую подвеску, двухпоточный предохранительный клапан и далее в подвешенную нагнетательную колонну, в результате чего газ попадает на глубину ниже пакера системы заканчивания. Система заканчивания обеспечивает осуществление бесперебойной добычи благодаря двухпоточной системе как в предохранительном клапане, так и в подвеске устьевой катушки.

Основное отличие от этой скважины заключается в том, что она была специально спроектирована под обратную систему газлифта (IGLS/CGL), соответственно, она оснащена гидравлическим ниппелем с отверстиями вместо забойного клапана-отсекателя, спускаемого и извлекаемого на лифтовой колонне и управляемого с поверхности, и шаровым клапаном.

Данная нефтяная скважина имеет высокую обводненность, максимальное давление фонтанирования на устье было 26 атм, температура потока флюида – 88 °C, а максимальное статическое устьевое давление – 136 атм (1972 psi).

Опыт, полученный в результате спуска скоростной колонны с использованием различных систем подвески ГНКТ без изменений на устье скважины

Диего Алехандро Мароззини, Хорхе Пабло Арройо, Baker Hughes; Факундо Алрик, Мариано Раверта, Total SA

Газовое месторождение Агуада-Пичана располагается в самом центре богатого запасами Неквенского бассейна в Аргентине. На месторождении ведется добыча газа и газового конденсата из скважин с одноствольным заканчиванием. Начиная с 2006 года наблюдалось увеличение накопления жидкости в скважинах, что стало негативно сказываться на режиме их работы и потребовало уменьшения диаметров эксплуатационных НКТ для обеспечения стабильной добычи газа и постоянного удаления жидкой фазы. После проведенного анализа специалисты пришли к выводу, что наиболее приемлемым решением станет спуск в скважину скоростной колонны

Lift system consists of an Injection Valve connected to 1-1/2" 19%Cr coiled tubing, a slip connector, Dual flow Safety Valve (DFSV) and Suspension Hanger incorporating a Polished Seal Bore (PBR) to complete the lower completion. A seal bore stinger with a tie back seal mandrel and locating centralisers are connected to an approximately 300 metres length of 2-3/8" S13%Cr tubing and a Concentric Hanger landed off inside a surface spacer spool for the upper completion. A standard production tree is installed above the spacer spool and the spool is utilised for downhole gas injection when fully commissioned.

With the system installed, continuous gas injection is then possible through the gas injection port in the surface spool piece, this then enters the concentric hanger, down to the dual flow safety valve and into the injection string hung below – allowing injection gas to reach depths below the completion packer. Continuous production is possible within the completion thanks to the dual flow paths present in both the safety valve and the concentric hanger within the surface spool.

The major difference to this well is that it has been specifically designed for IGLS/CGL and consequently has a hydraulic ported nipple instead of a tubing retrievable surface controlled subsurface safety valve (TRSCSSV) and an open / close ball valve installed.

The well is a high water cut oil producer with a historic maximum wellhead flowing pressure of 26bar, a flowing temperature of 88°C and a maximum wellhead shut-in pressure of 136bar (1,972psi).

Lessons Learned After Velocity String Campaign Using Different CT Hanger System with Out Well Head Modifications

Diego Alejandro Marozzini, | Jorge Pablo Arroyo, Baker; Facundo Alric, Mariano Raverta, Total SA

The Aguada Pichana Gas field is located in the center of the prolific Neuquén Basin, in Argentina. It produces gas and condensate through monobore completions. Since 2006, an increase in liquid loading has become an issue in current wells conditions, resulting in the need of reducing production tubing size to enable stable gas production for continuous liquid removal. Following analysis, the appropriate solution resulted in running a velocity string (VS) as an effective means for liquid removal at current and future production conditions. The challenge was to find a hanger system, which would allow, without killing the well, to hang a 2.0-in[CSH1] CT VS. Additionally,

в качестве эффективного способа удаления жидкости в текущих и будущих условиях добычи. Основная сложность заключается в том, чтобы найти подвеску, которая позволит без глушения скважины подвесить двухдюймовую ГНКТ (CSH1) в качестве скоростной колонны. Более того, подвеска должна способствовать разгрузке скважины (путем циркуляции азота) и восстановления дебита без необходимости извлечения скоростной колонны.

После полевых испытаний первый этап проекта завершился внедрением специально разработанного желобчатого сальника и извлекаемой системы подвески ГНКТ в качестве скоростной колонны (20 скважино-операций), а после второго этапа (60 скважино-операций) была разработана недорогостоящая надежная отечественная система. В работе описывается планирование операций, сравниваются различные системы подвески, методы их установки, а также опыт, полученный по результатам проведения 80 скважино-операций.

Повышение эффективности очистки скважин и стимулирования притока с помощью доставляемого на ГНКТ инструмента для импульсной продавки жидкости и точечной закачки реагентов в пласт

Анкеш Нагар, Cairn Oil & Gas Vedanta Limited; Бретт Дэвидсон, Wavefront Technology Solutions Inc; Преяас Сривастава, Накул Верма, Пранай Шривастава, Сатиш Кумар Некканти, Авинаш Бохра, Санджеев Вермани, Cairn Oil & Gas Vedanta Limited

Основной проблемой месторождений Мангала, Бхагиам и Айшвария является их низкая эффективность. Наличие высокопроницаемых пропластков и зон поглощения между нагнетательными и добывающими скважинами приводит к преждевременному прорыву воды, высокой обводненности и низкому коэффициенту охвата по объему пласта. В результате существенные объемы нефти в пласте остаются не затронуты нагнетательной жидкостью. Также обеспокоенность вызывает низкий коэффициент компенсации отбора (VRR) в некоторых слоях ввиду сниженной приемистости породы. Соответственно, это приводит к недостаточному извлечению углеводорода из таких пластов. Обостряется и проблема отложения полимеров в скважинах, особенно на месторождении Мангала (которое в настоящее время подвергается масштабному полимерному заводнению), что вызывает необходимость проведения сложных операций по очистке.

В прошлом применялись различные методики (механические и химические) для повышения эффективности жидкостей, используемых для интенсификации притока. В данной работе представлена новая практическая, эффективная и долго действующая технология закачки, направленная на расширение зоны охвата заводнением, а также новое исполнение инструмента для проведения очистки скважин в сложных внутрискважинных условиях. Как правило, перед спуском в скважину инструмента для точечной закачки осуществляется спуск инструмента с регулируемой головкой для очистки зоны перфорации и ствола скважины. Инструмент с динамической модуляцией закачки для точечной стимуляции притока позволяет повысить эффективность стимуляции за счет улучшенного

the hanger should facilitate unloading the well by circulating nitrogen and restore the production rate without the need to recover the VS.

After a field trial, the first phase of the campaign has been completed with the introduction of a special designed fluted seal and retrievable CT VS hanger system (quantity: 20 jobs), and second phase of campaign (quantity: 60 jobs) with a low cost and locally manufactured reliable system. The paper describes the operational planning, different hanger systems, deployment methods and lessons learned after more than 80 jobs.

Effective Wellbore Cleanup and Improvement of Injection Performance and Conformance Using Coil Tubing Conveyed Tool for Waveform Dominated Fluid Dispersion and Pin-Point Chemical Placement During Well Stimulation

Ankesh Nagar, Cairn Oil & Gas Vedanta Limited; Brett Davidson, Wavefront Technology Solutions Inc; Preyas Srivastava, Nakul Verma, Pranay, Satish Kumar Nekkanti, Avinash Bohra, Sanjeev Vermani, Cairn Oil & Gas Vedanta Limited

Poor conformance is a major concern of Mangala, Bhagyam & Aishwarya (MBA) fields. The presence of high permeability streaks or thief layers between injection and production wells typically results in pre-mature water breakthrough, high water cut and deficient volumetric sweep. As a result, significant oil volumes in the reservoir may not be contacted by the injection fluid. Another concern is of low VRR (Voidage Replacement Ratio) in some of the layers due to reduced injectivity in those sands. Consequently, it has led to poor recovery from those sands. It is also a growing problem with the polymer deposition taking place in the wellbore particularly Mangala (undergoing full-field polymer flooding), leading to challenging wellbore cleanup operations.

Several methods have been used in the past, both mechanical and chemical to improve the treatment fluids during stimulation. In this paper, we introduce a novel placement technique for Conformance Improvement which is practical, effective and durable as well as another tool variant that helps cleanup challenging wellbore environments. Typically, prior to the tool allowing for pin-point placement, the adjustable nozzle tool is run to ensure that the perforation and wellbore is cleaned up thoroughly with help of advanced fluid dynamics. The dynamic injection modulation (hereinafter referred to as, "DIM") tool for pin-point stimulation

распределения закачиваемой жидкости в структуре коллектора. Данный инструмент генерирует мощный жидкостный импульс, что позволяет охватывать дополнительные зоны. Благодаря импульсу происходит расширение пористого пространства, и закачиваемая жидкость распространяется глубже в коллектор. Точечный характер обработки позволяет охватывать зоны, не затронутые при традиционной стимуляции притока, при которой доминируют эффекты вязкостного языкообразования. В результате применения новой технологии жидкость поступает в незатронутые слои, что позволяет повысить коэффициент вытеснения. Еще одним преимуществом данного инструмента является легкая интеграция в существующую инфраструктуру. Инструмент может быть установлен на ГНКТ, для этого на поверхности необходимо лишь добавить аккумуляторную установку.

В докладе описывается физика работы инструмента, планирование скважинных операций, внедрение технологии интенсификации притока при помощи инструмента с функцией модуляции закачки, а также технология более эффективной очистки скважин. Особое внимание уделяется примерам проведения работ по интенсификации притока на указанных месторождениях, с указанием возникших трудностей, предложенных решений и полученных результатов. Полученные на месторождении результаты свидетельствуют о повышении эффективности закачки более чем на 75% по сравнению с традиционными методами, используемыми ранее. Что касается очистки скважин, усовершенствованный инструмент также показал преимущество перед традиционными методами очистки скважин в ряде сложных случаев отложения полимеров и песка.

Секция 2. Данные как важный элемент внутрискважинных работ и диагностики

Старые и новые средства сбора информации о состоянии скважины и оборудования позволяют усовершенствовать проведение внутрискважинных работ на разных этапах, начиная с выбора скважин-кандидатов и заканчивая непосредственным проведением операции и анализом результатов. В данной секции рассматриваются преимущества более активного сбора данных (как по количеству, так и по типу данных) и усовершенствованных моделей их интерпретации с тем, чтобы данная информация могла использоваться в режиме реального времени при проведении скважинных операций с целью повышения их эффективности и снижения операционных рисков.

Сила, с которой необходимо считаться: анализ использования инструмента для разбуривания пробок в горизонтальных стволах скважин

Джейсон М. Скуфка, *Nine Energy Service*

В большинстве случаев скважины в США заканчиваются путем установления пробок и проведением перфорации. После вызова притока в зоне перфорации в скважины спускают фрезу на ГНКТ для разбуривания пробок и очистки скважины. Так как скважины имеют горизонтальные участки, для доставки фрезы до забоя используется специальный инструмент для работы в скважинах с большим отходом от вертикали.

Для полного понимания процесса фрезерования пробок был разработан специальный инструмент для записи параметров операции. Данный инструмент встроен в фрезерочную компоновку и ежесекундно

placement improves the distribution of injected fluid in the reservoir matrix by the process of dispersion. The tool generates an energized fluid pulse that allows fluid to be diverted away from established fluid paths. The pressure pulse, as it travels dilates the pore spaces thus propagating the wave further into the reservoir. The pin-point accuracy of placements leads to treating of reservoir layers which are left untreated during conventional stimulation treatments where viscous fingering effects dominate. As a result, injection fluid would divert into uncontacted layers to improve sweep efficiency. The other advantage of the tool is the relatively easy integration of tool with existing infrastructure. The tool is easily run with coiled tubing ("CT") with only addition of an accumulator unit on surface.

This paper will document the tool physics, job design and Implementation technique for stimulation using Fluid Modulation tool as well enhanced well cleanup. Particular attention is paid to multiple injector and producer well stimulation case studies from these fields, the challenges faced, the solution proposed, and finally the results obtained. The results observed across the field with respect to injection performance is consistently greater than 75% over conventional methods used earlier. Also specifically, in scenarios of difficult fill cleanups, the advanced wellbore cleanup tool variant helped in multiple polymer and sand fill environment cleanouts over various wells over conventional methods of cleanup.

Session 2: Data Enhanced Interventions and Diagnostics

Historical and new means of gathering subsurface and equipment data can be used to improve well interventions in each stage of a job, from candidate selection through operational execution and post-job analysis. This session examines the benefits of increased data collection, in quantity and types, and enhanced interpretation models to use that information in real time during operations to deliver better intervention outcomes and reduce operational risks.

A Force to be Reckoned with: The Effects of Extended Reach Tools on Plug Mill-Out Operations

Jason M. Skufca, *Nine Energy Service*

Well completions in the United States are predominantly completed using the plug and perforate process. Following the fracture stimulation treatment, coiled tubing (CT) is utilized to convey a downhole milling assembly to remove these plugs and clean out the wellbore. As wells continue to extend in lateral length, an extended reach tool (ERT) is commonly used to aid in achieving these depths.

регистрирует следующие параметры: нагрузка на долото, крутящий момент, давление, температура и вибрация. Регистрирующий инструмент использовался на различных компоновках на ГНКТ диаметром 2 3/8 дюйма и 2 5/8 дюйма; было проведено более 35 скважино-операций, в ходе которых было разбурено 1500 композитных пробок ГРП.

Регистрируемые данные затем сравниваются с данными на поверхности и позволяют сформировать детальное представление о ходе операции по разбуриванию пробок. Используемый инструмент для доставки компоновки в горизонтальные участки скважины позволяет регистрировать нагрузку на долото в процессе фрезерования, что не могут спрогнозировать коммерческие программы по моделированию параметров ГНКТ. Сравнение параметров по нагрузке, регистрируемых на поверхности, с параметрами нагрузки на долото, регистрируемыми в скважине, позволяет лучше понять действие физических сил на уровне компоновки. Эти данные помогут более тщательно планировать операции и принимать информированные решения относительно выбора инструментов и компоновок для работы в горизонтальных стволах.

Испытание электромагнитных инструментов для оценки толщины стенок труб, применяемых в обводненных условиях, на примере дефектов с азимутальными ограничениями

Люси Петтитт-Шайбер, BP America Inc.; Том Грэхэм, BP

Коррозия труб в обводненных скважинах всегда представляла проблему для отрасли, а вероятность коррозии, как правило, учитывают при планировании первого этапа закачивания скважины. Уже давно существует практика прямой оценки потерь металла в эксплуатационных колоннах; для этого на рынке имеется целый ряд инструментов, обеспечивающих точные азимутальные измерения. Некоторые из этих технологий могут применяться и для оценки повреждений обсадной колонны через эксплуатационную, но в этом случае они будут иметь меньшее разрешение, а измерения будут проводиться кругонаправленно. Были проведены испытания ряда электромагнитных инструментов с целью выявления их нижнего предела обнаружения и общей точности при прохождении НКТ с множественными искусственными дефектами, имеющими азимутальные ограничения.

Для целей испытаний было принято, что пространственная коррозия в трубах может быть либо однородно распределенной, либо локализованной. Определение точечной коррозии через НКТ всегда представлялось сложной задачей ввиду разрешающей способности инструмента. Теоретически труба может быть сильно поражена коррозией, а электромагнитный инструмент показывает отсутствие коррозии или незначительную ее степень, так как объемная потеря металла невелика. На различных секциях обсадных труб были искусственно произведены механические дефекты; некоторые из них были в виде общих дефектов (уменьшение внешнего диаметра трубы), а другие – в виде локальных дефектов (просверленные участки на внешнем диаметре). Затем в каждую секцию обсадной

In order to truly understand the milling process using an ERT, a downhole memory tool was developed. The memory tool is run in-line with the milling assembly and obtains weight on bit (WOB), torque, pressure, temperature, and vibration at one second sampling rates. The tool has been run on multiple bottom hole assemblies (BHA) on both 2 3/8-in and 2 5/8-in CT on over 35 jobs accounting for 1,500 composite frac plugs.

The data collected is compared to surface data providing a detailed view of the overall plug milling operation. The ERTs used provide WOB while milling at a level that is unpredictable by commercial CT modeling software. Comparison of the surface weight gauge with the downhole WOB enables a clearer understanding of the forces delivered by the ERT. This data provides an avenue for better job planning and informed decisions on ERT selection.

Testing Electromagnetic Multi-Pipe Thickness Tools in Azimuthally Constrained Defects for Deepwater Applications

Lucy Pettitt-Schieber, BP America Inc.; Tom Graham, BP

Tubular corrosion in high water-cut wells has long been an industry concern, typically accounted for during the initial completion design phase. Direct evaluation of metal loss in production tubing is an established practice, with a range of tools on the market to deliver accurate azimuthal measurements. Some of these same techniques can be employed to evaluate casing through tubing but have reduced resolution and are currently omnidirectional in their measurement. A yard test was performed with several electromagnetic wireline tools to understand the lower detection limits of the tools and their overall accuracy when logged through tubulars containing multiple azimuthally constrained engineered defects.

For the purposes of testing, it was supposed that spatial corrosion in tubulars can occur either homogeneously or localized. Detecting pitting through pipe has historically been more difficult due to tool resolution. A tubular could theoretically contain severe localized corrosion, but the electromagnetic tools could measure little to no corrosion since bulk metal volume loss is low. Defects were machined into several joints of casing; some in the form of general defects (pipe OD reduction) and others in the form of localized defects (drilled features on pipe OD). Chrome tubing (25%) was inserted into the machined string of casing, with control (non-defect) casing on either end. Four logging tools were

колонны вставлялась НКТ с содержанием хрома (25%), при этом с каждого конца оставались контрольные участки обсадной трубы (т. е. без дефектов). В испытаниях было задействовано четыре различных инструмента.

Все четыре инструмента выявили механические дефекты в обсадной колонне. В целом количественный анализ потери металла был консервативным: измеренная приборами толщина стенки была меньше, чем фактическая толщина в месте дефекта. Результаты измерений утончения металла были более точными в отношении общих дефектов по сравнению с локализованными. Приборы показали лучшее разрешение по дефектам с меньшими потерями металла, чем по дефектам с большими потерями. Испытания продемонстрировали, что дефекты с азимутальными ограничениями (т. е. некруговые дефекты на 360 градусов) можно выявить с помощью всех четырех протестированных инструментов, даже при 5%-й объемной потере металла (на пятифутовый интервал). Однако не всегда инструменты могли достаточно точно определить абсолютную потерю металла.

В целом данное контролируемое испытание подтвердило тот факт, что в реальных условиях электромагнитный способ измерения больше подходит для выявления факта потери металла, а не для количественного определения толщины стенок труб. Размер и форма коррозии или дефекта играют важное значение; разные виды дефектов все равно могут быть интерпретированы как одинаковое утончение стенок трубы.

Оптимизация работ по фрезерованию и иных внутрискважинных операций в условиях низкого давления путем комбинирования скважинной телеметрии и отклоняющих реагентов

Брэд Ватсон, Бен Лэйтон, STEP Energy Services; Кевин Матиас, Birchcliff Energy Ltd.

При проведении работ по фрезерованию на депрессии в пласте Монтни на Западно-Канадском осадочном бассейне в период с 2017-го по начало 2018 года сервисная компания столкнулась с тремя случаями полной иммобилизации ГНКТ. Сервисная компания и оператор скважин запустили инициативу для решения усугубляющихся проблем, связанных с фрезерованием на депрессии.

Была разработана годовая программа по внедрению скважинной телеметрии в режиме реального времени и по использованию понизителей водоотдачи при проведении фрезеровочных работ. Скважинная телеметрия использовалась для лучшего понимания того, как работает забойный двигатель, снижения вероятности его повреждения и выявления ключевых факторов, вызывающих потерю циркуляции. Затем через промысловую головку или фрезеровочную компоновку проводилась закачка отклоняющих реагентов дальнего действия с целью оптимизации возврата жидкости (раствора) и снижения требуемых объемов азота.

После анализа полученных результатов была внедрена передовая практика для обеспечения проведения операций. В результате не только удалось устранить случаи иммобилизации ГНКТ, но и улучшить такие показатели, как достигаемая глубина, сложность скважин, на которых могут выполняться работы, эффективность скважино-

selected to participate in the test.

All four tools identified all machined defects in the casing. Generally, the quantitative analysis of the metal loss was conservative – the measured wall thickness was less than the actual machined defect wall thickness. Metal loss measurements were generally more accurate in measuring the general defects metal loss than the localized defects. Defects with less metal loss were generally better resolved than those with larger metal losses. The test ultimately illustrated that azimuthally constrained defects (not 360-deg circumferential defects) can still be identified with all four tools, even with only 5% bulk metal loss (over a 5-foot interval), but the tools were not always accurate in their measurements of absolute metal loss.

Overall, this controlled test reaffirmed that electromagnetic measurements are more appropriate for use as metal loss identification tools than wall thickness measurements to be relied upon quantitatively when dealing with real world scenarios. The size and shape of the potential corrosion or pipe defect was shown to be significant; different defect types can lead to the same interpreted wall loss.

Optimized Milling and Intervention Operations in Low Pressure Wells by Combining Real-Time Downhole Telemetry and Diverting Agents

Brad Watson, Ben Layton, STEP Energy Services; Kevin Matiasz, Birchcliff Energy Ltd.

During an underbalanced milling campaign in an area of the Montney formation in the Western Canadian Sedimentary Basin (WCSB) in 2017 to early 2018, a well servicing company experienced a series of three coiled tubing complete immobilization incidents. An initiative was created between the well servicing company and the well operator to address the growing challenges associated with underbalanced milling.

The approach was a yearlong process of introducing real time downhole telemetry and fluid loss agents to milling operations. Downhole telemetry was utilized to better understand motor performance, decrease motor damage and identify the key factors in lost circulation events. Far field diverting agents were then pumped through the cleanout or milling bottomhole assembly (BHA) to optimize fluid returns and reduce the required nitrogen volumes.

After tracking results, best practices were put in place to ensure a repeatable operation. Not only were immobilization events eliminated, but achievable depth, well complexity and operational efficiencies were all pushed further than predicted. By utilizing

ГРУППА ФИД - ВАШ ПАРТНЁР В ОБЛАСТИ ОБОРУДОВАНИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА

20
ЛЕТ

ОПЫТА



ИЗГОТОВЛЕНИЕ
ПО ИНДИВИДУАЛЬНОМУ
ТЕХНИЧЕСКОМУ ЗАДАНИЮ



ПЕРВОКЛАССНОЕ
СЕРВИСНОЕ
ОБСЛУЖИВАНИЕ



РАЗЛИЧНЫЕ ФИНАНСОВЫЕ
ИНСТРУМЕНТЫ
ПОДДЕРЖКИ КЛИЕНТА



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

ФРАКТУРА

РАСШИРЕНИЕ ВОЗМОЖНОСТЕЙ



ПРОСТОТА
И НАДЕЖНОСТЬ



ЭКОНОМИЯ ВРЕМЕНИ
И ЗАТРАТ



УНИВЕРСАЛЬНЫЕ
РЕШЕНИЯ

426063, Россия, Удмуртская Республика, г. Ижевск, ул. Орджоникидзе, д. 2
+7 (3412) 68-91-91; izhneftemash@rimera.com

121205, Россия, г. Москва, Инновационный центр Сколково,
Большой бульвар, дом 40, БЦ «Амальтея», 5 этаж
+7 (495) 981-01-01; info@rimera.com

www.rimera.com
www.chelpipe.ru



операций. Анализ данных скважинной телеметрии показал, что приток жидкости в определенных зонах становился причиной потери циркуляции. Были внедрены методы по выявлению и устранению притока жидкости в более короткие временные рамки, чем ранее. Оператору удалось сократить временные показатели операций, а также добиться повторяемости положительных результатов, что привело к снижению финансовых рисков.

В данной работе описываются технические аспекты нового и уникального подхода к проведению операций с ГНКТ на депрессии, что позволило открыть новые возможности работы в сложных внутрискважинных условиях.

Термометрия на ГНКТ в режиме реального времени для оценки герметичности скважины с последующей закачкой полимерной системы для остановки водопроявлений в скважинах с двухколонной конструкцией: индивидуально разработанное решение

Мохаммед Аль Матар, Самарендра Мохапатра, Хамад Аль-Атееки, КОС; Ришика Гаур, Сапна Чавла, Накул Ханделвал, Мохаммад Алмесфер, Сам Горги, Halliburton

Повышение обводненности и нарушение герметичности скважин в настоящее время являются одной из основных проблем, особенно на месторождениях, находящихся на последней стадии разработки. Чрезмерное содержание воды в добываемом флюиде негативно сказывается на рентабельности добычи углеводородов, соответственно, это требует должного контроля. В данной работе описывается пример успешной зональной изоляции с применением модифицированного органически сшитого полимера (м-ОСП) и измерения температуры в режиме реального времени с помощью ГНКТ в скважине с двухколонной конструкцией с переменной проницаемостью коллектора и проблемами в части герметичности.

Система м-ОСП представляет собой комбинацию термически активируемого, органически сшитого полимера и зернистого материала со свойством неглубокого проникновения в матрицу породы с целью ограничения водопитока. Система устойчива к кислотам, работает в сероводородной среде, позволяет контролировать процесс проникновения в пласт и легко вымывается с помощью вращающейся промывочной головки. Время закрепления полимера можно точно рассчитать, проведя лабораторные испытания. Эти характеристики системы делают ее более предпочтительной по сравнению с традиционной продавкой цемента, которая весьма затратна с точки зрения времени и финансов. Диагностическое сопровождение было представлено ГНКТ с оптическим волокном для распределенного измерения температуры в режиме реального времени, что позволяет контролировать герметичность скважины, оценивать производительность коллектора и визуализировать эффективность закачки полимера. Диагностика в режиме реального времени помогла подтвердить герметичность и целостность НКТ, соответственно, за ту же СПО была проведена закачка, чтобы предотвратить вероятность нежелательных водопроявлений. После закрепления полимера была

data from the downhole telemetry tools, fluid inflow in specific zones was identified as the reason for lost circulation. Best practices were then put in place to identify and rectify fluid inflow in less time than previous practices. Overall time savings were realized by the operator along with repeatable results that reduced financial risk.

This paper outlines the technical details that contributed to a new and unique approach to underbalanced coiled tubing interventions that has exceeded the limits previously considered possible in challenging well conditions.

Coiled Tubing-Assisted Real-Time Temperature Mapping for Discerning Completion Integrity Followed by Optimized Placement and Evaluation of a Porosity Fill Treatment for Water Shutoff in Dual-String Completion Wells: Customized Solution

Mohammed Al Matar, Samarendra Mohapatra, Hamad Al-Ateeqi, КОС; Rishika Gaur, Sapna Chawla, Nakul Khandelwal, Mohammad Almesfer, Sam Gorgi, Halliburton

Increasing water cut and well integrity are currently major concerns, particularly in mature fields. Excessive water production can detrimentally affect the profitability of hydrocarbon-producing wells if not controlled properly. This paper describes a successful zonal isolation case study in a dual-string completion well with well integrity challenges and variable permeability intervals using a modified organically crosslinked polymer (m-OCP) and coiled tubing (CT)-assisted real-time temperature sensing for effective placement and post-operation evaluation.

The m-OCP system is a combination of a thermally activated, organically crosslinked polymer and particulate material for leakoff control to help ensure shallow matrix penetration. It is acid resistant, H₂S tolerant, has controlled penetration, and is easy to clean up using a rotating wash nozzle. The setting time can be accurately predicted with simple laboratory tests. These characteristics make this system the preferred choice compared to the traditional cement squeeze method that is both time consuming and exorbitant. Diagnostic services delivered by CT-conveyed fiber-optic distributed temperature sensing (DTS) that add real-time capabilities to monitor well integrity assess reservoir performance and visualize treatment efficiency. Using real-time diagnostic services, tubing integrity was confirmed, and the treatment was placed in

проведена опрессовка или распределенное измерение температуры (при нецелесообразности проведения опрессовки) для подтверждения надежности данной технологии.

В первый раз данный метод был применен на скважине А; проведена успешная изоляция с помощью м-ОСП и традиционной ГНКТ. Однако проведение операции и восстановление добычи заняло больше времени, чем планировалось, ввиду неопределенности относительно герметичности скважины с двухколонной конструкцией, а также потери циркуляции в истощенном коллекторе, что в итоге повлияло на экономические показатели операции. В скважине Б (такой же конструкции, как и скважина А, пробурена на том же месторождении) наблюдались те же самые проблемы. Однако в этот раз на основании полученного опыта было принято решение использовать при проведении операции диагностику в режиме реального времени для оценки состояния системы заканчивания, мониторинга герметичности скважины и точечной закачки оптимального объема полимера. Это позволило получить лучшие результаты и сократить время операции.

Успешная изоляция зоны водопроявления/участка перфорации на месторождении в юго-восточной части Кувейта с использованием м-ОСП и распределенной термометрии на ГНКТ в режиме реального времени может рассматриваться в качестве передового опыта для решения аналогичных задач в других странах мира.

Внутрискважинный ультразвуковой анализ толщины стенки обсадной колонны: сравнительный анализ модели износа трубы на базе данных ГИС, лабораторных измерений и расчетных показателей целостности обсадной трубы

Альберто Абуганем Стефенс, Schlumberger; Олутунде Дж. Акиндипе, ConocoPhillips Alaska Inc.; Чу Ю. Леонг, Schlumberger

Износ буровых труб вызывает беспокойство у операторов, особенно, когда планируется повторно использовать трубы и/или основной ствол скважины для резки боковых стволов или же планируется проводить опрессовку обсадной колонны. Бурение глубоких скважин также сопряжено с проблемой износа промежуточных и устьевых обсадных труб. Опасения относительно возможного износа обсадной колонны диктуют расположение газлифтной камеры, что существенно влияет на производительность скважины. Цель данной работы – сопоставить результаты измерений толщины стенок обсадных труб, проведенных в скважине, с измерениями, проведенными на поверхности, для дальнейшего использования этих данных в моделях износа обсадных колонн. Скважинные измерения толщины стенки труб с помощью ультразвукового оборудования являются давно используемой технологией в нефтяной и газовой промышленности. Результаты таких измерений используются как для расчета показателей разрыва/смятия труб, так и для подтверждения их герметичности и целостности в целях повторного использования. Ультразвуковой метод заключается в измерении частоты резонанса обсадной колонны в азимутальной плоскости с шагом приблизительно 1 дюйм; затем значения

the same run, helping eliminate the possibility of an undesired leakoff. After allowing the setting time, a successful pressure test or post-cleanout DTS (in case pressure test is not feasible) was used to establish the reliability of this method.

The first attempt was made on Well A of the field; however, isolation was successful using m-OCP and conventional CT. Operation execution and production recovery took more time than planned because of the uncertainty concerning well integrity in the dual-string completion and lost circulation in the depleted reservoir, which affected the economic deliverability of the operation. The major challenges with Well B of the same type in the same field remain the same. Thus, as part of lessons learned from the previous intervention, diagnostic services were chosen for a real-time evaluation of the completion to review well integrity and accurately place the optimized treatment, thereby helping improve overall results in the most time-saving and lucrative manner.

The successful isolation of the water-producing zone/perforations in the southeast Kuwait field using m-OCP and CT-assisted real-time DTS to review well integrity can be considered a best practice for addressing similar challenges globally.

Downhole Ultrasonic Thickness Measurements for Inspection of Casing: A Comparison of Log Derived Modeled Casing Wear, Surface Measurements, and Calculations for Casing Integrity

Alberto Abouganem Stephens, Schlumberger; Olutunde J. Akindipe, ConocoPhillips Alaska Inc.; Chew Y. Leong, Schlumberger

Drillpipe wear is a concern of operators when the tubular and/or the main bore of the well will be reused, for example in a sidetrack, or when the casing will be pressure tested. Drilling of long reach wells also creates a surface or intermediate casing wear problem. The fear of possible casing wear dictates the location of gas lift mandrel, which greatly affects well production and productivity. The objective of this paper is to show how downhole measurements have been compared with surface measurements of casing thickness to validate their use on casing wear models. Downhole tubular thickness measurement with ultrasonic tools is a well-known technique that has been used for many years in the oil and gas industry. The use of such downhole measurements varies from calculating burst/collapse rating to validating tubular integrity for reuse. These ultrasonic thickness measurements are done

резонансной частоты переводятся в значения толщины стенок, исходя из известного уровня техники и/или с помощью запатентованных алгоритмов. Толщину стенок обсадных труб можно также измерить на поверхности в лабораторных условиях. Лабораторные измерения толщины стенок новых обсадных труб проводятся для подтверждения их характеристик и для формирования базовой линии в целях дальнейшего анализа. Такие же измерения можно провести и на извлеченных обсадных трубах с целью проверки их состояния и верификации моделей прогноза износа. Наземные измерения отличаются гораздо более высокой разрешающей способностью и более частым шагом в азимутальной плоскости по сравнению со скважинными измерениями.

Были сопоставлены результаты скважинных замеров толщины стенок обсадных труб и результаты лабораторных измерений. В исследовании констатируется совпадение между результатами обоих методов измерений, отмечается влияние теоретических знаний о скорости ультразвука в стали, а также приводится сравнение показателей давления разрыва, рассчитанных с помощью геофизических данных и полученных в результате лабораторных испытаний на соединениях. По соединениям имеются измерения, произведенные в скважине и в лабораторных условиях. Когда при производстве труб применяются коррозионностойкие сплавы, акустические свойства стали отличаются от свойств стандартной стали, на которых основаны скважинные измерения. Разная скорость акустической волны в разных материалах отразится и на показателях толщины стенки труб, полученных ультразвуковыми приборами в скважине и измеренных в лабораторных условиях. В то время как в лабораторных условиях можно провести калибровку на месте, для обеспечения точности скважинных измерений требуются теоретические знания об акустических свойствах материалов. В настоящем докладе описывается диапазон акустических свойств и их влияние на значения толщины стенки труб, рассчитанные на основе ГИС. Также приводится сравнение точности скважинных измерений и измерений в лабораторных условиях, когда известны свойства стали.

Секция 3. Развитие технологий ГНКТ и НКТ, новые области применения и решения

Повышение надежности и успешности внутрискважинных операций – ключевой фактор в обеспечении надлежащего качества освоения скважин и эксплуатации коллекторов, а также оптимизации процессов в ходе добычи. Для достижения данной цели ведется разработка новых материалов и продукции, обеспечивающих проведение эффективных и результативных операций в условиях неблагоприятной среды. Данная секция посвящена разработке продукции и сервисов, обеспечивающих безопасное и успешное проведение внутрискважинных операций.

Высокопрочные ГНКТ – как повреждения от плашек превентора влияют на усталостный ресурс?

Скотт Шерман, Nexus Technologies; Шон М Майко, Trican Well Service; Джеффри Отто, Nexus Energy Technologies

С момента начала производства ГНКТ из высокопрочной и закаленной стали много раз возникал один и тот же вопрос. Необходимо ли нам специальное оборудование для работы с новой, более прочной и, соответственно, более

by computing the resonant frequency of the casing azimuthally in several samples sized around 1 in., then converting the resonant frequency to a thickness using known art and/or proprietary algorithms. The casing thickness can also be measured in a surface laboratory. The thickness of newer casing is measured in the laboratory to confirm its specifications and create a baseline. Similar measurement can also be done on retrieved casing to inspect their well and verify wear prediction models. The surface measurements are of much higher resolution and azimuthal sampling than a downhole measurement tool.

The results of downhole thickness measurements and those of surface thickness measurements performed in a laboratory facility are compared and will be presented. The study highlights the match between the two types of measurements, the impact of a-priori knowledge of steel velocity, and comparing the log calculated burst pressure ratings to an actual laboratory measurement on joints. These joints have both downhole and surface measurements. When the tubulars are manufactured with corrosion resistant alloys, the steel acoustic properties deviate from the standard steel which the downhole measurements are based upon. The difference on acoustic velocities of the materials will be reflected on the thickness measurements of both downhole ultrasonic tools and surface laboratory measurements. Whereas surface laboratory measurements can be calibrated in-situ, downhole measurements need a priori knowledge of the acoustic properties. This paper describes the range of acoustic properties and how they affect the log derived thickness. Also, the accuracy of the downhole measurement is compared with the surface measurement when the steel properties are known

Session 3: Coiled Tubing and Pipe Development, Applications, and Solutions

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

High Strength Coiled Tubing - How is Fatigue Life Affected by Slip Damage?

Scott Sherman, Nexus Energy Technologies; Sean M Majko, Trican Well Service; Jeffrey Otto, Nexus Energy Technologies

Since the inception of quench and tempered coiled tubing, a question has come up

твердой трубой? Более твердый материал, применяемый для производства ГНКТ, подразумевает, что в превенторах должны использоваться достаточно прочные плашки для удержания трубы и достаточно прочные лезвия для ее обрезания. Испытания показали, что в большинстве случаев существующие компоненты противовыбросовых превенторов справляются с задачей удержания и отрезания высокопрочной ГНКТ.

Если зажать плашки превентора и применить реальную большую нагрузку на высокопрочную ГНКТ из закаленной стали, как это повлияет на ее усталостный ресурс?

В данной работе представлены результаты недавних испытаний высокопрочной ГНКТ из закаленной стали, которые сравниваются с результатами ГНКТ из традиционной стали. В испытаниях принимала участие ГНКТ диаметром 2 3/8 дюйма, к которой применялось растягивающее усилие в 44 500 деканьютон (100 000 фунтов) при зажатых плашках противовыбросового превентора. Затем ГНКТ была испытана на изгиб на специальном стенде с целью определения количества циклов изгиба до поломки трубы; изгибу подвергался участок с отметинами от плашек превентора. Была испытана ГНКТ из четырех марок высокопрочной закаленной стали, а в качестве контрольного образца взята ГНКТ из стали марки 100. Целью настоящей работы было продемонстрировать, что современные противовыбросовые превенторы могут использоваться с высокопрочными ГНКТ, а также проанализировать, как получаемые в результате использования вмятины и отметины влияют на усталостный ресурс ГНКТ.

Подробный анализ использования ГНКТ для разбуривания композитных и растворимых пробок в Пермском бассейне на формации Игл Форд

Гильермо Гарсиласо Меса, Шаймака Баутиста Аларкон, Райан Лауди, Schlumberger Coil tubing

Операции на ГНКТ в Техасе применяются в Пермском бассейне на формации Игл Форд в горизонтальных скважинах, законченных МГРП по технологии Plug & Perf. Ключевым этапом в извлечении пробок и выводе скважин на режим является разбуривание пробок при помощи ГНКТ. Из всего спектра имеющихся пробок наиболее популярными являются композитные и растворимые пробки. В данной работе анализируются эти два вида пробок с точки зрения их разбуривания с помощью ГНКТ.

Анализ строится на данных, полученных в ходе операций по разбуриванию пробок в Пермском бассейне на формации Игл Форд: 63 скважины, законченные исключительно композитными пробками в количестве 2664 штуки, 60 скважин, законченных двумя видами пробок в количестве 382 растворимых пробки и 1792 композитные пробки, а также 16 скважин, законченных растворимыми пробками общим количеством 543 штуки. Данные были проанализированы на предмет взаимосвязей между геометрией скважин, длиной горизонтальных участков, видами использованных пробок, местоположением растворимых пробок в горизонтальном участке (пятка, носок, весь горизонтальный участок) и ключевыми показателями эффективности, такими как общее время проведения операции в скважине, среднее

множественное количество раз. Нужно ли специальное оборудование для этой более прочной и соответствующим образом более прочной трубы? Более прочная свернутая труба подразумевает, что предотвратители выброса (BOPs) должны иметь достаточно жесткие захваты для удержания трубы, а также достаточно жесткие режущие лезвия для резки трубы. Испытания показали, что в большинстве случаев существующие компоненты предотвратителей выброса были достаточно жесткими для захвата и резки закаленной и отпущенной свернутой трубы.

После того как захваты предотвратителя выброса были установлены на более прочную трубу и реальная нагрузка 'тяжелая труба' применена, насколько значительно будет затронуто влияние на усталостный ресурс свернутой трубы?

Эта статья будет подчеркивать результаты недавних испытаний свернутой трубы и будет сравнивать результаты с традиционной свернутой трубой. В этом исследовании, 2-3/8 свернутая труба подвергалась нагрузке в 44,500 даН (100,000 фунтов) при удержании в захватах предотвратителя выброса. Свернутая труба была затем испытана на изгиб на машине для усталостных испытаний с отметинами в 'сладкой точке' для определения количества циклов до отказа. Четыре сорта закаленной и отпущенной свернутой трубы были испытаны, а также контрольный образец 100 сорта свернутой трубы. Целью этой статьи является продемонстрировать, что современные предотвратители выброса могут удерживать высокопрочную свернутую трубу и указать на эффект от усталостного ресурса от отметин.

A Detailed Evaluation of Coiled Tubing Drillouts of Composites and Dissolvable Plugs In Permian Basin and Eagle Ford Fields

Guillermo Garcilazo Meza, Xaymaca Bautista Alarcon, Ryan Loundy, Schlumberger Coil tubing

Coiled tubing (CT) operations in Texas are distributed in the Permian Basin and Eagle Ford plays supporting unconventional completion of horizontal wells using plug-and-perf technology. CT drillouts are a key step in performing the plug removal and achieving full production potential. From a wide variety of plugs available, the most common plugs are composite and dissolvable. This study presents an evaluation of both plugs for CT drillout.

The analysis gathers post-drillout data from CT interventions in the Permian basin and the Eagle Ford: 63 wells completed exclusively with 2,664 composite plugs, 60 wells completed with a combination of both type of plugs for a total of 382 dissolvable plugs and 1,792 composite plugs, and 16 wells completed with 543 dissolvable plugs. Data were analyzed for correlations between well geometry; lateral length; plugs used; dissolvable plug location in the lateral (heel, toe, full lateral); and key performance indicators (KPIs) such as time in well, average



VILEREN

oil well tools

Проектирование и производство
скважинного инструмента
и оборудования для
колтюбинговых
установок



Клапаны, коннекторы, насадки размывочные
Инструмент для исследования скважин
Инструмент для очистки колонн НКТ
Специальный инструмент
Ловильный инструмент
Инструмент для ГИС
Более 50 видов
продукции

ООО «ВИЛЕРЕН»

+7 (988) 246-30-50

+7 (861) 246-30-50

✉ info@vileren.ru

🌐 www.vileren.ru

Отвечая на новые вызовы

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

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

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

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

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



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



время разбуривания, время промывки, расстояние между пробками и общее число пробок.

В ходе анализа было проведено сравнение между скважинами, законченными только композитными пробками, скважинами, законченными только растворимыми пробками, и скважинами с двумя видами пробок; была дана оценка эффективности растворения растворимых пробок. Композитные пробки показали стабильный результат в горизонтальных стволах длиной от 1 до 1,5 миль, где время фрезерования составляло 4–5 минут, разбежка – 3 минуты, а время промывки 26 минут; в стволах длиннее 1,5 миль наблюдалось ухудшение показателей. В горизонтальных стволах, законченных растворимыми пробками, среднее время разбуривания составляло 7–9 минут, разбежка увеличивалась по мере увеличения протяженности горизонтального ствола, а время промывки составляло 26–36 минут. В скважинах, где использовались разные виды пробок – растворимые в носке скважины и композитные в остальной части горизонтального ствола – общие показатели были лучше: время фрезерования составило стабильные 4–5 минут вне зависимости от длины горизонтального участка, а разбежка 1–3 минуты; общее время работы в скважине для разбуривания всех пробок было на 46% меньше по сравнению со скважинами, законченными только растворимыми пробками. Анализ также показал, что не менее 45% растворимых пробок не растворились и потребовался спуск ГНКТ.

Цель данного исследования – предоставить операторам скважин инструмент для оценки затрат и преимуществ применения различных пробок для проведения внутрискважинных работ наиболее безопасным и эффективным способом. Более того, следует отметить, что, как правило, применение растворимых пробок ассоциируется со снижением стоимости работ, так как отпадает необходимость в их разбуривании с помощью ГНКТ. Однако, как показывают полученные данные, растворение пробок происходит не всегда, что является фактором неопределенности, устранить который можно только путем применения ГНКТ для их разбуривания.

Рисковая ловильная операция возвращает скважину в эксплуатацию после четырех лет простоя

Тайлер Хейн, Weatherford

Бурение скважины завершено 8 сентября 1991 года; это горизонтальная нефтяная скважина на шельфовом месторождении в Европе. Нижнее заканчивание горизонтального ствола произведено путем гидроразрыва пласта с применением проппанта, скважина была сдана в эксплуатацию 14 декабря 1991 года. В ноябре 2011 года был проведен капитальный ремонт скважины, в ходе которого была произведена замена компоновки верхнего заканчивания. В последующем, в феврале 2015 года, добыча из скважины была остановлена, после того как скважинный клапан-отсекатель не прошел испытания на приток.

По результатам неудачных испытаний проводилась обработка клапана кислотой, однако положительного эффекта это не дало. Специалисты пришли к выводу, что расходная труба клапана застряла в открытом положении,

milling, wash times, plugs spacing and total number of plugs.

The evaluation was conducted by comparing wells completed with only composite plugs, only dissolvable plugs, or a combination of both types, and it included a review of dissolvable plug dissolution performance. Composite plugs show a consistent milling performance for laterals of 1 and 1.5 miles, with an average milling time of 4 to 5 min and a variance of 3 min and wash times of 26 min; for laterals longer than 1.5 miles, the performance declines. When evaluating laterals completed with dissolvable plugs average milling time is 7 to 9 min, and the variance increases with the lateral length, with wash times of 26 to 36 min. Wells completed with a combination of dissolvable plugs on the toe and composites in the rest of the lateral show an improved overall performance, with constant milling times of 4 to 5 min regardless of the lateral length and variance of 1 to 3 min; the overall time in the well when plugs are combined is reduced by 46% compared to laterals completed with dissolvable only. The analysis also determined that at least 45% of dissolvable plugs did not dissolve and required CT intervention.

The aim of this study is to give operators a tool to assess the costs and benefits of using different plug technologies with a strategic placement to execute interventions in the safest and most efficient manner. Additionally, dissolvable plugs are commonly associated with cost reduction related to eliminating the need for CT milling. However, the data shows that inconsistent dissolution of the dissolvable plugs adds an uncertainty factor, which can only be dissipated with intervention using CT.

High Risk Fishing Operations Recovers Well After 4 yrs Shut in

Tyler Heyn, Weatherford

Well was spudded on Sept. 8th, 1991 as a horizontal oil producer offshore Europe. The lower horizontal completion had multi stage proppant frac and the well was handed over to Production on Dec. 14th 1991. The well was worked over in November 2011 when the upper completion was changed and subsequently was shut in in February 2015 when it failed Subsurface Safety Valve (SSSV) inflow tests.

As a result of the SSSV inflow test failures, it was treated with acid but without success and it was concluded that the flow tube was stuck in the open position possibly due to the presence of scale – as a result the decision was made to look into the possibility of re-activating the SSSV using wireline techniques. In October 2015 several gauge cutters,

вероятно, по причине образования отложений. В результате было принято решение повторно активировать клапан-отсекатель при помощи каната. В октябре 2015 года в скважину было спущено несколько кольцевых скребков, очистных снарядов и щеток для удаления отложений до клапана-отсекателя на глубине 1560 футов. В скважину была спущена система TASK для очистки расходной трубы. В процессе очистки отложения из верхней части отвалились и засыпали систему TASK сверху, в результате чего трос был обездвижен. Было спущено приспособление для резки троса, трос был извлечен, а проведенный анализ показал, что ловильная шейка чиста.

В последующем в скважину было спущено ловильное оборудование и мощное подъемное устройство и произведен зацеп. Произведено 50–60 ударов яссом, но сдвинуть оборудование не удалось. На застрявшее оборудование была вылита кислота и произведено еще 60 ударов яссом, не давших результата. К тому моменту операции на скважине длились уже 26 дней без какого-либо прогресса. Специалисты приняли решение прекратить проведение операций и установить мостовую пробку в скважине.

Гибридный электрооптический кабель для проведения ГИС и внутрискважинных операций с ГНКТ

Жорди Сегура, Саша Труммер, Мария Грисанти, Джозеф Варки, Джефф МакКейб, Марк Хофакер, Кайо Франчио, Девеш Патак, Азван Кеонг, Синдре Винген, Schlumberger

В данном исследовании представлена эволюция скважинного оптоволоконна и появление нового гибридного электрооптического кабеля для применения с ГНКТ. Оптическое волокно позволяет осуществлять оптическую связь и проводить распределенные измерения, например, температурные или акустические измерения. Электрический слой обеспечивает подачу электропитания с поверхности, что решает проблему традиционных ограничений, связанных с использованием аккумуляторных батарей: температура, время работы, безопасность. Электрический слой также обеспечивает телеметрию.

Гибридный кабель состоит из нескольких слоев: внутренняя трубка для защиты оптоволоконна, слой проводников с низким сопротивлением постоянного тока, что позволяет передавать высокое напряжение в скважину, изоляционный слой и внешняя трубка, защищающая от воздействия различных жидкостей, прокачиваемых через ГНКТ. Данная сложная кабельная система имеет небольшой внешний диаметр (всего 1/8 дюйма) для достижения максимально возможного расхода в ГНКТ. Наземное и внутрискважинное оборудование, используемое с кабелем, специально разработано под оконцовку данного кабеля с разделением проводника и оптической части.

Кабель был произведен, испытан и запасован в ГНКТ. Наземное и скважинное оборудование было специально разработано и сертифицировано для работы в сухопутных и шельфовых условиях, а также протестировано на совместимость с различными инструментами: внутрискважинным инструментом с датчиками давления, температуры, глубины и нагрузки;

broaches and brushes were run in the well to clean scale down to the SSSV at 1560ft. A task Launcher was run into the well to treat the flow tube and reinstate the well into service, upon treatment with task launcher scale from above and dropped on top of the task launcher and slickline was unable to move, and since it proved impossible to retrieve the tool string, a wire cutter was dropped and the slickline was retrieved – the fishing neck remaining was gauged and determined to be clean.

Subsequently when the fishing tool string and HD pulling tool were run the fish was latched and some 50–60 jars applied without movement of the fish being seen. Acid was dumped on top of the fish and an additional 60 jars applied without success. By this time some 26 days of operations had been completed without any progress being made operations were suspended and Bridge Plug was set to secure the well.

Hybrid Electro-Optical Cable for Coiled Tubing Logging and Interventions

Jordi Segura, Sascha Trummer, Maria Grisanti, Joseph Varkey, Jeff McCabe, Mark Hofacker, Caio Fancio, Devesh Pathak, Azwan Keong, Sindre Vingen, Schlumberger

This study presents the evolution of downhole fiber optics to a new hybrid electro-optical cable for coiled tubing (CT) applications. The optical fibers enable optical communication and distributed measurements such as distributed temperature and acoustic sensing. The electrical layer delivers continuous surface power to downhole tools, eliminating typical battery limitations such as temperature, operating time, and safety concerns. The electrical layer also enables cable telemetry operation of wireline tools.

The hybrid cable is composed of several layers: an inner tube protecting the optical fibers, a layer of low-DC-resistance conductors to deliver high voltage downhole, an insulator, and an outer tube that is exposed to the fluids in the CT pipe. This complex cable is packaged with an outer diameter of only 1/8 in. to maintain maximum flow rates achievable through the pipe. Surface and downhole equipment used with the cable are designed to accommodate electro-optical terminations separating the conductors and optical lines.

The cable has been manufactured, tested, and installed in CT pipes. The surface and downhole equipment has been designed and certified to operate in both land and offshore environments and tested with multiple

канатным оборудованием, в том числе импульсным нейтронным генератором и инструментом для определения профиля притока; инструментом для работы в многоствольных скважинах; электрически активируемыми извлекаемыми пробками.

Было проведено свыше 20 СПО и 1000 часов работы без потери электропитания или телеметрии. На Ближнем Востоке применение гибридного кабеля с ГНКТ позволило сэкономить 160 часов времени на четырех скважино-операциях, для проведения которых ранее требовалась мобилизация двух колонн ГНКТ. На норвежском континентальном шельфе данная технология позволила сэкономить от 24 до 32 часов на одной скважино-операции благодаря исключению дополнительных подъемов колонны на поверхность для замены аккумуляторных батарей.

Новый гибридный кабель и сопутствующее наземное и скважинное оборудование представляют собой единое решение для проведения внутрискважинных работ, распределенных измерений и ГИС. Данная система открывает возможности для существенного повышения эффективности внутрискважинных работ и выстраивания более сложных и комплексных производственных процессов.

Использование ГНКТ для оптимизации добычи

Видхья Тхевараян, Shell UK Ltd; Нейл Грейг, Helix Well Ops UK

В мае 2019 года компания Shell UK E&P наняла компанию Helix Well Ops с судном Well Enhancer для проведения работ на ГНКТ в горизонтальной скважине с использованием их водоотделяющей системы для оптимизации добычи. Данная система ГНКТ использовалась с 2016 года, однако на основании полученного опыта система была усовершенствована в части внедрения более эффективных и надежных средств развертывания ГНКТ. Проведенная в мае работа на скважине стала первой после модернизации системы.

Были поставлены следующие технические задачи:

- Шаблонирование и очистка с использованием моторизированной трубки Вентури до глубины 14 700 футов.
- Остановка скважины и гидродинамический каротаж на участке перфорации протяженностью 4000 футов.
- Повторная перфорация в коллекторе участка протяженностью 1000 футов.

Все операции были завершены в установленное время и в рамках выделенного бюджета.

Применение данной технологии было признано эффективным, что открывает новые возможности использования ГНКТ для проведения операций, где ранее применение ГНКТ считалось экономически неэффективным или даже невозможным без установки вышки.

Секция 4. Новейшие достижения в области оборудования, инструментов, жидкостей и материалов для проведения внутрискважинных работ

Изменение ситуации на рынках стимулирует развитие технологий проведения внутрискважинных операций – внедрение инноваций и усложнение операций для того, чтобы соответствовать требованиям отрасли. В рамках данной секции представлены презентации операторов и сервисных компаний, демонстрирующие применение новых технологий

families of tools: well intervention tools instrumented with pressure, temperature, depth control, and load sensors; wireline tools, including pulsed neutron generator and flow profiling tools; a multilateral re-entry tool; and an electrically actuated multiple-set retrievable plug.

Over 20 runs and 1,000 hours of operation have already been completed without any power or telemetry loss. The system has saved 160 hours of operation time in Middle East from the implementation of the hybrid cable single-reel solution on four jobs that formerly required two CT strings. In the Norwegian continental shelf, the system saved between 24 hours and 32 hours in a single job by eliminating trips to surface to replace the batteries.

This new hybrid cable and its associated surface and downhole system provide a single solution for interventions, distributed measurements, and logging. Altogether, they pave the way for significant improvements in well intervention efficiency and open new avenues for more complex and demanding operational workflows.

Rig-Less Coiled Tubing Intervention for Production Optimisation

Vidhya Thevarayan, Shell UK Ltd; Neil Greig, Helix Well Ops UK

In May 2019, Shell UK E&P contacted the Helix Well Ops Light Well Intervention Vessel; Well Enhancer to conduct a Coiled Tubing Intervention in a horizontal well using their riser system for production optimisation. This CT system had been in active use since 2016, however, based on operational lessons learnt, it underwent a series of upgrades and improvements to create a more efficient and reliable means of Coiled Tubing Deployment. The intervention carried out in May was the first since the upgrades were completed.

The technical objectives for the intervention were:

- Drift and clean-up using a motorised venturi to 14,700 ft
- Perform shut-in and flowing PLT log across 4,000ft of perforations
- Re-perforate 1,000ft of reservoir section

The operations were completed on time and on budget.

This technology application has now been proven and enables Coiled Tubing opportunities, previously considered uneconomical or technically unachievable unless using a rig, to be sanctioned.

Session 4: Latest Developments in Equipment, Tools, Fluids, and Materials for Interventions

в очень разных и сложных условиях. Это такие технологии, как новая мачта для канатных работ на шельфе, которая недавно выиграла премию в области инноваций и технологий Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA). Представлена круговая камера, электрический инструмент для диагностики буровых колонн. Обе эти технологии используются на ГНКТ. В рамках секции также представлена технология использования данных со скважинного датчика, получаемых в режиме реального времени, для повышения эффективности разбуривания пробок на ГНКТ и проведения каротажа в эксплуатационной скважине.

Инновационная конструкция мачты для канатных работ позволяет повысить безопасность и эффективность

Элистер МакДоналд, Shell UK Ltd.; Торстейн Томассен, DWELLOP as

При проведении внутрискважинных операций с использованием каната на морской платформе специалисты сталкиваются с целым рядом сложностей. Для решения проблем, связанных с безопасностью, и операционных трудностей была разработана и внедрена первая в мире комбинированная мачто-башенная система для проведения канатных работ в скважине. Данная технология была успешно реализована в Великобритании и получила ряд наград: премию за инновации и технологии Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA) за 2019 год, которая присуждается ежегодно представителями европейского отделения ICoTA, организации Oil & Gas UK и Общества инженеров-нефтяников Абердина; награду европейского отделения ICoTA на Европейской конференции по внутрискважинным работам; а также в 2019 году вышла в финал присуждаемой организацией Oil & Gas UK премии в области безопасности на шельфовых месторождениях в номинации «Инновации и безопасность».

Компания Shell UK в сотрудничестве с DWELLOP успешно реализовала инновационный дизайн мачты на морской платформе Brent Charlie в рамках работы по выводу ее из эксплуатации. Система была поставлена в виде самостоятельной единицы оборудования и установлена на люк-адаптер, который служит интерфейсом между морской монтажной палубой и самой мачтой. Затем с помощью гидравлического привода мачта была приведена в рабочее положение, а ее телескопические секции были зафиксированы на необходимой высоте. Таким образом, все было готово к началу внутрискважинных работ. Данная система позволила решить целый ряд проблем, которые, как правило, возникают на морских платформах: большое количество крановых работ, неэффективное управление процессом монтажа/демонтажа и организация работ на палубе, так как монтаж обычных мачт является весьма трудоемким процессом, требующим установки высоких лесов и натяжных тросов по всей палубе.

Данная работа представляет обзор преимуществ и сложностей при выполнении автономных канатных работ, при этом особый упор делается на работы по выведению из эксплуатации скважины на платформе Brent Charlie в Великобритании. Также приводятся технические характеристики новой мачты и результаты первого проекта, выполненного с применением данной системы, чтобы продемонстрировать изменения в части безопасности и эффективности проведения работ благодаря новой технологии.

Due to the changing markets, well intervention technologies are evolving in both innovation and complexity to meet industry requirements. This session will include both operator and service company presentations demonstrating the application of new technologies in different, but challenging conditions. These include the offshore wireline mast development that recently won the ICoTA Award for Innovation and Technology. A real-time 360 degree camera, and an electrical drill string test tool. Both of which were run on coil tubing. The presentations will also explore the use of real-time downhole sensor data to improve the operational efficiency for plug milling operations with coiled tubing and real-time production logging applications.

Innovative Wireline Mast Design Improves Safety and Performance for Standalone Operations

MacDonald, Shell UK Ltd.; Torstein Thomassen, DWELLOP as

For standalone wireline well interventions on offshore platforms, a number of challenges are faced. As a result, a world first technology in the form of a combined wireline mast and tower system has been developed and successfully implemented to address these safety and operational issues. To date, there has been recognition for the successful implementation of this technology in the UK, winning The ICoTA LEA Award for Innovation and Technology for 2019, judged annually by representatives from ICoTA Europe, Oil & Gas UK and SPE Aberdeen and awarded by the ICoTA Europe Chapter at the European Well Intervention Conference and as a finalist at the 2019 Oil and Gas UK Offshore Safety Awards for Innovation in Safety.

Shell UK worked with DWELLOP to successfully implement their innovative design on the Brent Charlie platform as part of its abandonment campaign. It is shipped as a self-contained single item and secured onto an Adapter Hatch which acts as an interface between offshore installation deck and mast. The mast is then hydraulically erected and its telescopic sections locked in place to the desired height, allowing well intervention work to commence. This addresses key challenges faced on offshore platforms, namely a large quantity of crane lifts, inefficient rigging up / down and deck management as the footprint of conventional masts is significant, requiring high scaffolding towers and guy wires spanning across the platform deck.

This paper gives an overview of the value and challenges of standalone wireline operations, with particular focus on the application towards well abandonment operations on Shell's Brent Charlie platform, offshore UK. A technical breakdown will then be given of the new wireline mast and results from the first campaign presented to illustrate the clear step change in safety and performance as a result of this new technology.

Гибридная ГНКТ-система с открытой архитектурой с использованием круговой камеры с передачей данных в режиме реального времени для проведения ПГИ и повышения эффективности газовой скважины в сложных условиях

Ванесса Вера, Карлос Торрес, Эдуардо Делгадо, Halliburton; Иво Фойанини, Диего Арканхо, EV; Хосуэ Хигуэра, Моника Торрес, Equion Energia

Эффективность и результативность – существенные факторы, влияющие на подготовку внутрискважинных операций в условиях нынешнего рынка. В высококонкурентной отрасли разведки и добычи углеводородов операторы и сервисные компании налаживают сотрудничество с целью поиска решений для лучшей диагностики, снижения общих затрат на проведение операций и достижения максимальной эффективности работы скважины. В рамках такого сотрудничества было найдено решение – гибридная технология с применением ГНКТ и передачей данных в режиме реального времени, которая позволила существенно повысить надежность проводимых работ, а также сократить количество необходимого оборудования на устье и снизить время проведения операции.

В настоящем докладе приводится пример двух внутрискважинных операций с применением ГНКТ в условиях предгорья на Востоке Колумбии, где сложные геологические условия (высокий дебит газа, искривленность пористых каналов, большое отклонение ствола скважины от вертикали) были преодолены с помощью гибридной ГНКТ-системы с передачей данных в режиме реального времени. С целью оптимизации времени операции для проведения промысловых геофизических исследований и визуализации состояния призабойной зоны скважины в рамках одной СПО необходимо было объединить проточную круговую камеру высокого разрешения (первую такого рода в отрасли), канатную технику с передачей данных в режиме реального времени и гибридную КНБК.

Данная гибридная система включает в себя кабель для соединения с любым инструментом, спускаемым на канате, а также множество нитей оптоволокна для обеспечения связи с дополнительными датчиками (например, натяжения и сжатия), чтобы не выходить за рамки технических характеристик инструмента, локатором муфт и/или гамма-датчиком. В последующем эти датчики будут использоваться для информационного обеспечения каротажного инструмента при проведении ПГИ или определения приемистости скважины, а также иных инструментов (например, внутрискважинной круговой камеры), которые будут использоваться для оценки качества перфорации и трещин в заданных участках. Все это делается в рамках одной скважино-операции на ГНКТ без необходимости модификации КНБК, колонной ГНКТ, замены соединителей с ГНКТ, что значительно сокращает время остановки скважины, так как ГНКТ и КНБК дают больше возможностей и данных для проведения работ в скважине.

Гибридный проточный датчик и камера используют для связи оптоволокно, установленное в ГНКТ, а канатная техника использует эклектический канал для своей

Coiled-Tubing Hybrid Open-Architecture System Enables Real-Time Downhole 360-View Camera and Production Logging Test for Increased Performance in a Challenging Gas Field

Vanessa Vera, Carlos Torres, Eduardo Delgado, Halliburton; Ivo Foianini, Diego Arcanjo, EV; Josue Higuera, Monica Torres, Equion Energia

Efficiency and effectiveness are strong influencing factors when developing rigless interventions within the current market. In the demanding industry of exploration and production (E&P), a synergy was created from strong collaborations between operator and service companies searching for solutions to provide more diagnostic capabilities, reduce overall cost of operations, and maximize well performance. The solution was found in real-time hybrid coiled tubing (CT) services, which drastically increased reliability and reduced assets and wasted time on location.

Two onshore CT well interventions in the eastern foothills of Colombia where challenging conditions (i.e., high gas-production rate, high tortuosity, and dogleg severity) were overcome using a real-time hybrid CT system are discussed. To optimize the operational time to run a production logging test (PLT) and obtain downhole visual conditions, it was necessary to, in a single run, combine a flow-through, multisided, high-resolution visualization camera (first in industry) with real-time wireline services and a hybrid bottomhole assembly (BHA).

The real-time hybrid integrated system includes a cable to connect any wireline tool and multiple fibers for communicating with additional sensors (i.e., tension and compression) to avoid exceeding the wireline tools' capabilities, casing collar locator (CCL), and/or gamma ray (GR) sensor. These then correlate as a backup of the logging tool while performing operations as a PLT or injection logging test (ILT) and smarter tools (i.e., downhole multisided camera) that evaluate the perforations and fractures within the desired zones. This occurs in a single CT rig up without the need to modify the hybrid BHA, CT string, or CT connector and reduces the shut-in period of the well because CT and BHA capabilities provide more downhole insight.

The hybrid flow-through sensor and camera BHA communication use the fibers installed in the CT; wireline uses the electric path for its telemetry. Because tool communication is independent, data can be evaluated simultaneously without constraints during the same run and pass, helping reduce additional operations because everything is transmitted

телеметрии. Так как связь с инструментом независимая, то данные могут анализироваться одновременно без каких-либо ограничений прямо в режиме реального времени, что позволяет сэкономить время на проведении дополнительных операций, ведь все измерения и визуализация передаются из скважины на поверхность, записываются и отображаются сразу же.

В отрасли, где требуется постоянное совершенствование каждой стадии внутрискважинных работ, сокращение операционного времени и разработка новых технологий и методов без ущерба для безопасности является обязательным условием. Представленная технология объединяет в себе преимущества оптоволоконного и электрического кабеля и дает практически безграничную свободу применения множества различных технологий по отдельности или одновременно. Все это может обеспечить только система с открытой архитектурой, которая является следующим шагом в развитии нефте- и газосервисной индустрии.

Разработка и апробация новой ГНКТ-системы для проведения испытаний пласта с системой управления и передачи данных в режиме реального времени

Михаэл Аффлек, Aramco Overseas Company; Моника Бакке Малмин, Пер Эгил Алмас, Манфред Сак, Target Intervention

Некоторые испытания в разведывательных скважинах проводятся путем многократного спуска в скважину различного оборудования на тросе или ГНКТ. Новая технология позволяет осуществить множество операций, в том числе отработку аварийных ситуаций, за одну СПО.

Электропластоиспытатель (e-DST) – это интеллектуальный, управляемый с поверхности инструмент, применяемый с ГНКТ и предназначенный для проведения испытаний в разведывательных скважинах, в том числе для вызова притока, за одну спуско-подъемную операцию. В настоящее время при проведении испытаний необходимо поочередно использовать тросовую установку и ГНКТ в зависимости от скважинных условий, например, для закачки азота и кислотной стимуляции пласта, а также для спуска и подъема на тросе различных датчиков. Помимо существенной экономии времени новая система позволяет оптимизировать качество проводимых испытаний благодаря передаче данных каротажа на поверхность в режиме реального времени, что дает возможность принять решение о досрочном завершении неудачных испытаний или о продолжении проведения испытаний, дающих интересные результаты. Возможность селективной стимуляции различных зон пласта путем перемещения испытательного инструмента на ГНКТ приводит к сокращению количества дорогостоящих СПО и отсутствию необходимости предварительного планирования длительности проведения испытаний на приток. В состав инновационного инструмента входят: кабельная соединительная муфта, верхний расходный порт, пакерный элемент, якорь плашечного типа, запорный клапан и инструменты для передачи данных в режиме реального времени и управления с поверхности.

В данной работе представлено описание компонентов системы, а также описываются трудности, которые возникали при ее разработке, производстве и испытаниях.

from downhole, recorded, and displayed at surface the same time the tool senses or sees it.

In an industry that demands continuous improvement during each stage of a well, increasing efficiency, reducing operational time, and developing technologies and techniques without compromising safety is no longer a request – it is now mandatory. This technology provides the benefits of fiber-optic and electric cable together and near limitless freedom to deploy multiple technologies independently or simultaneously without interference – a solution only an open architecture system can provide, establishing a step forward within the industry.

Development and Testing an Electrical Drill-Stem Test Tool Conveyed by Coiled Tubing with a Real Time Control and Acquisition System

Michael Affleck, Aramco Overseas Company; Monika Bakke Malmin, Per Egil Almas, Manfred Sach, Target Intervention

Some exploration well testing operations are executed by performing multiple runs in hole using slick line and Coiled Tubing (CT). A new technology has been developed that combines many of these operations, including contingency stimulation activities into one run.

The Electrical Drill-Stem test (e-DST) Tool is an intelligent, surface-controlled tool designed to be run on coiled tubing that allows exploration well testing operations, including stimulation to be performed in one run. Existing operations involve rigging up slick line and coiled tubing in varying sequences depending on well conditions, such that the requirement for nitrogen lifting and acid stimulation through coiled tubing as well as gauge setting and retrieving by slick line can be established. In addition to saving substantial time, the new system is designed to optimize test quality through the display of real time bottom hole production logging data at surface, allowing the early ending of poor tests or the extension of interesting ones. Selective stimulation of zones through repositioning of the e-DST tool on coiled tubing eliminates costly trips into the well and the requirement for pre-planning of flow test durations is removed. The innovative tool includes: Cable head Connector, Upper Flow Port, Packer Element, Slips Anchor, Shut-In valve and real time instrumentation and control with monitoring from surface.

The paper will introduce the major system components and review challenges associated with design, manufacture and

Также представлены результаты первых скважинных испытаний, выводы и извлеченные уроки.

Повышение эффективности разбуривания пробок на ГНКТ в скважинах с одноствольным заканчиванием благодаря получению данных из скважины в режиме реального времени. Практический пример с шельфового месторождения на Ближнем Востоке

Сантьяго Хассиг Фонсека, Нестор Молеро, Пьер Рамонде, Уильям Тапиа, Schlumberger

Разбуривание пробок на ГНКТ в скважинах с одноствольным заканчиванием считается одной из самых сложных операций на ГНКТ, особенно на шельфовых месторождениях, где операторы месторождения и нефтесервисные компании формируют график производства внутрискважинных операций по принципу максимальной эффективности. Опыт, полученный по итогам работ по разбуриванию пробок с применением ГНКТ и передачей данных в режиме реального времени, позволил добиться ощутимого повышения их эффективности. Проведенный после этих работ анализ полученных данных пролил свет на дополнительные способы совершенствования методологии и скрытые возможности для дальнейшего повышения эффективности.

При разбуривании пробок с применением винтового забойного двигателя объемного типа производился сбор данных с КНБК в режиме реального времени. Регистрировались критически важные параметры (внутреннее давление в ГНКТ и давление в затрубье, осевые усилия (упор), крутящий момент) для определения момента упора в изолирующую пробку, момент начала фрезерования, момент заклинивания долота. Получение данных в реальном времени позволило не только подтвердить наступление тех или иных событий во время фрезерования, но и повысить точность показателей оценки эффективности процесса, таких как скорость проходки и время устранения заклинивания.

Анализ данных после проведения работ на скважине позволил рассчитать погрешность оценочного метода определения событий, который основывается на измерениях, проводимых на устье. Погрешность в определении событий затем была соотнесена с погрешностью в расчете показателей эффективности фрезерования, рассчитанных исключительно на основании данных, полученных на устье скважины.

Анализ данных, полученных в ходе скважинных измерений при фрезеровании пробок на ГНКТ, позволяет повысить точность выявления событий и оперативного на них реагирования. Касание долота о пробку сразу же отражается на показателях тяги (упора), а активация забойного двигателя одновременно находит отражение в перепаде давления в скважине и показателях крутящего момента: все эти показатели свидетельствуют о начале процесса фрезерования. Заклинивание долота выражается в перепаде давления и «всплесках» крутящего момента в соответствии со спецификацией двигателя. Применение этих методик определения событий позволило более чем в два раза увеличить скорость проходки при фрезеровании пробок.

testing. A summary of the first trial test results, conclusions and lessons learned will also be presented.

Unlocking Operational Efficiencies for Milling Plugs in Large Monobore Completions Using Coiled Tubing with Real-Time Downhole Measurements – A Case Study from Offshore Middle East

Santiago Hassig Fonseca, Nestor Molero, Pierre Ramondenc, William Tapia, Schlumberger

Coiled tubing (CT) milling of downhole plugs in large monobore completions is considered one of the most challenging CT workover operations, especially when conducted in offshore environments where intervention workflows are driven by efficiency gains for operators and service companies alike. Experience gained from milling operations using CT instrumented with real-time data enabled measurable improvements in efficiency. Post-job data analysis offered additional insights to improve methodologies and further unleash untapped efficiencies.

Real-time bottomhole assembly data were collected during plug milling operations using a positive displacement motor. Critical downhole readings, such as CT internal and annular pressure, axial force (thrust), and torque were monitored during the operation to identify tagging of isolation plug targets, onset of milling, and stalls. The real-time data not only added confidence to event confirmation, but also increased the accuracy in estimating efficiency metrics such as rate of penetration (ROP) and stall recovery duration.

Post-job analysis calculated the error and shortcomings associated with estimating event detection based on surface measurements. Additionally, error in event detection was tied back to inaccuracies in estimating efficiency metrics when relying on surface measurements alone.

Analysis of downhole measurements in CT milling improves the precision of event detection and enables rapid reactions. Target tagging reflects instantly in thrust, and motor activation reflects synchronously in downhole differential pressures and torque, which together provide certainty of motor engagement on the target. Stalls reflect in differential pressure and torque spikes that coincide with motor specifications. ROP more than doubled by leveraging these event detection techniques throughout milling operations.

New torque-thrust signatures were also identified to detect material interfaces.

Также были выявлены новые характеристики крутящего момента/упора, позволяющие определять взаимодействие между различными материалами. Изменение этих характеристик (данных на графике) указывало на то, что долото пробурило одну пробку и достигло следующей. Это особенно важно, когда оператору нужно разбурить одну пробку, но не трогать следующую. Анализ данных после проведения скважинных операций показал, что некоторые события были ошибочно приняты за заклинивание долота, так как данные из скважины свидетельствовали, что это было ложноположительное заключение. Результаты проведенных внутрискважинных операций также показали, что существует временное окно длительностью 7 секунд, когда становится понятно, что произойдет заклинивание долота, и в течение которого это заклинивание можно предотвратить. Это еще раз подтверждает важность получения данных из скважины, таких как перепад давления, в режиме реального времени для того, чтобы можно было избежать заклинивания долота или распознать ложноположительные признаки такого заклинивания, что в конечном счете позволит сделать прорыв в части повышения эффективности таких операций.

Комплексный анализ скважинных данных, полученных в ходе разбуривания пробок на ГНКТ, позволил определить фактическую скорость проходки, показатель заклинивания долота, а также показатель восстановления фрезерования после заклинивания. Эти данные составляют важную базовую линию, с которой следует сравнивать любые улучшения в части эффективности операции. Предложенные методики определения событий (особенно прогнозирование заклиниваний и определение соприкосновения с пробкой при проведении фрезеровочных работ) открывают путь к более интеллектуальным и эффективным внутрискважинным операциям.

Промыслово-геофизические исследования в горизонтальных скважинах с использованием гибридной оптической/электрической платформы для работы с ГНКТ в режиме реального времени

Мухаммед Аль-Харти, Абдульазиз Аль-Анизи, Saudi Aramco; Сьед Мухаммад Даниш, Филиппе Куэро, Карлос Альберто Торрес, Halliburton

В данной работе представлено инновационное решение для диагностики пласта в нефтяных скважинах, доставляемое на забой с помощью ГНКТ. Доклад содержит описание уникальных характеристик системы, а также описание первых промысловых работ, выполненных для крупного заказчика. Эта качественно новая технология телеметрии и сбора данных позволит операторам месторождений сформировать более полную картину состояния пластов, в результате чего можно будет применять индивидуальные решения в рамках одной СПО и с привлечением минимального количества единиц оборудования.

Применяемые в настоящее время на рынке решения для передачи данных в режиме реального времени при проведении операций на ГНКТ основаны на технологии электропроводников, оптоволоконной

Changes in signature behavior indicated when the bit milled through one target and reached the next. This is particularly useful when the operator must mill through a target but stop at a subsequent, contiguous one. Post-job data also suggested that some events may have been mistaken as stalls during the operation, with downhole data confirming they were false positives. Finally, at operating conditions in the case study, a 7-second lead-time window was identified to anticipate and react to stalls. This highlights the importance of access to real-time downhole information, such as differential pressure, to avoid both stalls and false positives, and ultimately, to make breakthroughs in operational efficiency.

Integrated analysis of downhole measurements during CT milling lent visibility to actual ROP, stall rates, and stall recoveries. These constitute important baselines against which any improvement in efficiency must be compared. The methodologies proposed here for event detection, with special attention to stall anticipation and milling interface detection, pave the way for smarter, more efficient operations.

Production Logging Horizontal Wells Using Hybrid Optical/Electrical Platform for Real-Time Coiled Tubing Operations

Muhammed Al-Harthi, Abdulaziz Al-Anizi, Saudi Aramco; Syed Muhammad Danish, Philippe Quero, Carlos Alberto Torres, Halliburton

This paper discusses an innovative reservoir diagnostic solution for oil wells using a hybrid plug-n-play platform conveyed via coiled tubing (CT). It further highlights the unique characteristics of this system, delving into the first field operations for a major customer. This step-change telemetry and data collection technology will now give operators comprehensive reservoir understanding, shrinking their learning curve for completion optimization, and further enabling customized solutions by featuring a single-trip concept with minimal equipment requirements.

Existing solutions for real-time CT operations normally rely on electrical-conductors, fiber-optics, or mud-pulse telemetry. Each one of these options has its pros and cons, but none of them can satisfy all critical operational needs simultaneously. Fiber-optics-based systems do not allow continuous power supply. Conductor-based systems cannot support the continuously emerging "distributed" sensing services based on optical reflectometry. Mud-pulse telemetry

УСЛУГИ ПО КАПИТАЛЬНОМУ РЕМОНТУ И МОДЕРНИЗАЦИИ



ВОССТАНОВЛЕНИЕ
И МОДЕРНИЗАЦИЯ ТЕХНИКИ
В СООТВЕТСТВИИ С
СОВРЕМЕННЫМИ ТРЕБОВАНИЯМИ



ПРОДЛЕНИЕ СРОКА СЛУЖБЫ
ДО 10 ЛЕТ



ИНСТРУМЕНТЫ ДОЛГОСРОЧНОГО
ФИНАНСИРОВАНИЯ



Приёмная: Телефон: +7 (499) 788-91-24
+7 (499) 350-07-83
E-mail: info@mashoil.ru
Продажи и сервис: Телефон: +7 (499) 350-07-84
E-mail: sales@mashoil.ru

www.mashoil.ru

МНОГООСНЫЕ СПЕЦШАССИ КАМАЗ/РИАТ



АВТОМОБИЛИ КАМАЗ
С ДВИГАТЕЛЯМИ CUMMINS
400 И 500 Л.С.



▲ НАДЁЖНОСТЬ ▲ ВЫНОСЛИВОСТЬ ▲ МОЩНОСТЬ

ДЛЯ НЕФТЕСЕРВИСА

ИМПОРТО-
ЗАМЕЩЕНИЕ



ОАО РИАТ

запросить спецпредложение ▶

poi@riat.ru
fdr@riat.ru

RIATAUTO.RU

+7 (8552) 30-51-20

технологии или на технологии гидроимпульсной телеметрии. Каждая из этих технологий имеет свои преимущества и недостатки, но ни одна из них не может закрыть все потребности в данных, которые существуют в ходе проведения внутрискважинных работ. Оптоволоконные системы не обеспечивают длительной подачи электропитания. Проводниковые системы не могут обеспечить требующиеся сейчас распределенные измерения в скважине на основании оптической рефлектометрии. Гидроимпульсные системы имеют ограниченную полосу пропускания данных и требуют наличия постоянной циркуляции жидкости. Гибридная оптическая/электрическая платформа представляет собой новый этап эволюции телеметрии на ГНКТ. Система основана на совмещении электрического и оптического каналов и в рамках одной СПО позволяет обеспечивать диагностическое сопровождение внутрискважинных операций на ГНКТ.

С одним из крупных заказчиков на Ближнем Востоке был реализован успешный проект по проведению ПГИ в режиме реального времени на нескольких скважинах. Было проведено профилирование притока в горизонтальном необсаженном участке нефтяной скважины. Применение гибридной оптической/электрической системы позволило провести стандартные ремонтные работы в скважине до или после спуска основного каротажного прибора. Ранее традиционные операции с ГНКТ, оснащенной электрическим каналом, налагали существенные ограничения в части сопутствующих работ, которые можно провести в рамках одной операции: промывка скважины, закачка азота для вызова притока, кислотные закачки и т. д. Благодаря применению новой гибридной электрической и оптоволоконной системы, позволяющей проводить промысловые геофизические исследования в режиме реального времени, данный проект был успешно завершен. Система имеет малый внешний диаметр, а также защиту от химического и абразивного воздействия, соответственно, данный гибридный кабель никак не влияет на проведение традиционных работ с использованием ГНКТ. Забойная компоновка включает в себя блок проточных датчиков, который может использоваться независимо или одновременно с канатными переходниками для целей проведения ПГИ в режиме реального времени или других операций. Модуль датчиков отвечает за передачу критически важной информации для проведения операций в наилучших условиях и включает в себя локатор муфт, гамма-датчик, датчик нагрузки на долото, крутящего момента для недопущения перегрузки каротажного инструмента, датчик давления, температуры, упора инструмента и датчик вибраций. В компоновку также можно включить проточную камеру для получения дополнительной информации.

Внедрение новой гибридной оптоволоконной и электрической системы представляет собой следующий этап технологической революции в области внутрискважинных работ. Данная система позволяет повысить надежность оборудования и эффективность проведения операций, а также открывает новые возможности в области диагностики и мониторинга для решения задач клиентов. Исторически сложные операции, такие как работа в многоствольных скважинах

systems have limited data bandwidth while requiring continuous circulation. A hybrid optical/electrical platform represents a significant evolution in CT telemetry. Based on combined optical/electrical communication, this "single-trip" intervention concept provides complementary diagnostic services while delivering regular CT intervention work.

A successful multi-well campaign of real-time production logging was performed with a major customer in the Middle East. A hydrocarbon flow profile was identified across an extended-reach, horizontal, oil-bearing, open-hole section. The hybrid optical/electrical platform enabled all required conventional remedial well interventions before or after the main log. Prior operations with conventional e-line CT imposed severe limitations in terms of complementary services that could be delivered as part of the same campaign: wellbore cleanout, nitrogen lifting, acid pumping, etc. Use of the novel hybrid electric and fiber-optic platform with the full support of real-time production logging enabled a successful execution of this campaign. With its negligible outer diameter, and chemical and abrasion-resistant encapsulation, the hybrid cable does not affect the normal operating envelop of CT operations. The downhole assembly features a flow-through sensor module that can be used independently or simultaneously with wireline adapters for real-time production logging and more. The sensor module provides critical information to ensure operations are performed under the best conditions, including a casing collar locator, gamma ray to correlate, weight on bit and torque to protect the logging tools in case of restrictions, pressure, temperature, tool face, and vibrations. A flow-through camera can also be included into the string for further insight.

The introduction of the new hybrid fiber optic and electric conductor platform represents the next technological evolution in well intervention. It increases equipment reliability and efficiency and, more importantly, enhances real-time monitoring and diagnostic capabilities to better achieve customer objectives. Notoriously complicated operations, like multilateral well re-entries and downhole tool manipulations, can now also be optimized and will benefit from the newly introduced system.

Session 6: Knowledge Sharing ePosters 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

и манипуляции со внутрискважинным оборудованием, сейчас могут быть оптимизированы благодаря новой гибридной системе.

Секция 6. Электронные стендовые доклады II

Данная секция позволяет участникам пообщаться с автором стендового доклада в индивидуальном порядке и более детально разобраться в какой-либо концепции или технологии. Стендовые доклады могут быть разного содержания, однако их тема согласуется с темами других технических секций.

Операции по ликвидации скважин на шельфе с применением ГНКТ с легкого судна для КРС: опыт Бразилии

Эдуардо Делгадо, Пауло Винисиус Диас Родригес, Мауро Нунес, Адриано Клер Фротте, Halliburton

В последние три года в Бразилии наблюдается существенное увеличение спроса на операции по ликвидации скважин. В кратчайшие сроки был накоплен опыт и знания, которые могут привести к разработке современных методов ликвидации скважин, позволяющих экономить время, снижать операционные риски и находить надежные и экономичные решения.

В данной работе представлен комплексный анализ недавних операций по ликвидации скважин на зрелом месторождении в Бразилии, включая истощенные скважины и скважины, дальнейшая эксплуатация которых экономически неэффективна. В докладе приводится описание методологии, которая включает в себя локатор муфт для корреляции глубин перед посадкой пакеров и установкой цементных пробок, мониторинг давления в режиме реального времени для отслеживания момента посадки пакера, а также управление давлением в ГНКТ и в затрубье, чтобы убедиться, что весь цемент был выкачан из ГНКТ.

Секция 8. Электронные стендовые доклады IV – Университеты

Эта новая секция стендовых докладов будет посвящена докладам, представленным студентами университетов по отдельным темам конференции. Секция позволит участникам пообщаться с автором стендового доклада в индивидуальном порядке и более детально разобраться в какой-либо концепции или технологии.

Как эффект изгиба ГНКТ влияет на потерю давления на трение в затрубном пространстве

Ахмед К. Аббас, Иракская буровая компания, Миссурийский университет науки и технологий; Хайдер А. Алхамеди, Университет Аль-Кадисия, Миссурийский университет науки и технологий; Мортада Алсаба, Австралийский колледж Кувейта; Мохаммед Ф. Аль-Душаиши, Государственный университет Оклахомы; Ральф Флори, Миссурийский университет науки и технологий

Колтюбинговые технологии уже широко применяются при проведении нефтепромысловых работ, в том числе и для капитального ремонта скважин. Данная технология позволяет достичь значительного экономического эффекта, но в то же время она сопряжена с некоторыми сложностями и проблемами. Одна из основных проблем, с которой сталкивались компании при применении данной технологии, – изгиб колонны ГНКТ. Изгиб происходит, когда действующие на трубу осевые компрессионные

varies, but topics are consistent with the other technical sessions.

Offshore Plug and Abandonment Operations with Coiled Tubing Service from Light Workover Vessel: A Case Study from Brazil Deepwater

Eduardo Delgado, Paulo Vinicius Dias Rodrigues, Mauro Nunes, Adriano Cler Frotte, Halliburton

The demand for well plug and abandonment (P&A) operations in Brazil has increased significantly during the last 3 years, resulting in a steep learning curve that can lead to development of state-of-the-art methodologies that save time, reduce operational risks, and provide reliable cost-effective solutions.

This paper presents a comprehensive analysis of recent well abandonment operations in a mature field in Brazil, which included wells that were depleted or no longer economically viable. A methodology is discussed and highlights the use of a casing collar locator (CCL) to perform depth correlation before setting packers and placing cement plugs, real-time pressure signals to monitor packer setting, and coiled tubing (CT) internal and external pressure management to help ensure that all cement is pumped out of the CT.

Session 8: Knowledge Sharing ePosters IV – University

This new Knowledge Sharing ePoster session will focus on papers submitted by university students on several topics covered during the conference. This will allow one-on-one interactions with presenters and opportunities to study a particular concept at an appropriate level of detail.

Experimental Investigation of Coiled Tubing Buckling Effect on Annular Frictional Pressure Losses

Ahmed K. Abbas, Iraqi Drilling Company, Missouri University of Science and Technology; Hayder A. Alhameedi, University of Al-Qadisiyah, Missouri University of Science and Technology; Mortadha Alsaba, Australian College of Kuwait; Mohammed F. Al Dushaishi, Oklahoma State University; Ralph Flori, Missouri University of Science and Technology

Coiled tubing (CT) technology has been widely used in oilfield operations, including workover applications. This technology has achieved considerable economic benefits; however, it also raises new challenges. One of the main challenges that were encountered while using this technology is the buckling of the CT string. It can occur when the axial compressive load acting on the CT string exceeds the critical buckling loads, especially in highly deviated/horizontal and extended reach wells. Moreover, this issue becomes more critical when using non-Newtonian

нагрузки превышают критические параметры, особенно в горизонтальных стволах или стволах с большим углом отхода от вертикали. Проблема становится еще более существенной при применении неньютоновских жидкостей. Основная цель данной работы – оценить потерю давления жидкости на трение при изогнутой ГНКТ.

Для целей исследования применялся лабораторный гидравлический стенд замкнутого цикла, чтобы проанализировать, как разные виды изгибов (синусоидный, переходный, спиральный) влияют на потерю давления неньютоновских буровых растворов в затрубном пространстве. Испытания проводились для условий горизонтальной скважины с невращающейся изогнутой колонной ГНКТ, при этом оценивалось влияние устойчивого потока в ламинарной, переходной и турбулентной области на потерю давления при трении. Было испытано шесть различных жидкостей Гершеля-Балкли, чтобы понять зависимость падения давления от реологических свойств жидкости (предел текучести, коэффициент консистенции, коэффициент реологического поведения потока).

Эксперименты показали, что существует потенциал существенно снизить потерю давления на трение по мере повышения осевых компрессионных нагрузок на внутреннюю колонну. Эффект изгиба был более выраженным при использовании жидкостей с более высоким пределом текучести и более высоким показателем разжижения при сдвиге. Более того, после сравнения поведения жидкости при неизогнутой и изогнутой колонне ГНКТ выяснилось, что при повышении осевых компрессионных нагрузок достигалось дополнительное снижение потери давления на трение. Однако влияние изогнутой ГНКТ было незначительным для жидкостей с низким пределом текучести и коэффициентом консистенции и высоким коэффициентом реологического поведения потока, особенно в ламинарной области. Полученная в ходе данного исследования информация позволит в будущем более полно и точно интерпретировать поведение потока в районе изогнутой ГНКТ. В то же время точная прогнозная информация о потере давления на трение позволит повысить безопасность и оптимизировать операции с ГНКТ.

Стабильность пены: имеет ли значение угол наклона скважины?

Абхишек Говинду, Рамадан Ахмед, Субхаш Шах, Университет Оклахомы; Махмуд Аmani, Техасский А&М университет в Катаре

Для минимизации потери флюида и связанных с этим повреждений пласта применяются операции с ГНКТ с отрицательным дифференциалом давления, так как это является одним из предпочтительных методов очистки скважины и восстановления сообщения с пластом в скважинах с открытым забоем. Ввиду своей высокой вязкости и структуры стабильные пенные составы лучше подходят для очистки от флюида при проведении операций с ГНКТ на депрессии. Нестабильные пены не обладают высокой вязкостью, соответственно, мало пригодны для промывочных работ, особенно в наклонных скважинах. Данное исследование призвано проанализировать влияние угла отхода ствола скважины от вертикали на стабильность пены.

fluids. Therefore, the major focus of this study is to identify the frictional pressure loss of non-Newtonian fluids in an annulus with a buckled inner tubing string.

In the present study, a laboratory-scale flow loop was used to investigate the influence of various buckling configurations (i.e., sinusoidal, transitional, and helically) of the inner pipe on the annular frictional pressure losses while circulating non-Newtonian drilling fluids. The experiments were conducted on a horizontal well setup with a non-rotating buckled inner pipe string, considering the impact of steady-state isothermal of laminar, transition, and turbulent flow regions on frictional pressure losses. Six different Herschel-Bulkley fluids were utilized to examine the dependence of pressure losses on fluid rheological properties (i.e., yield stress, consistency index, and flow behavior index).

Experiments showed potential to significantly decrease the frictional pressure losses as the axial compressive load acting on the inner pipe increases. The effect of buckling was more pronounced when fluids with higher yield stress and higher shear-thinning ability were used. In addition, by comparing the non-compressed and the compressed inner pipe, an additional reduction in frictional pressure losses occurred as the axial compressive load increased. However, the effect of the compressed inner pipe was insignificant for fluids with a low yield stress, consistency index, and high-flow-behavior index, especially in the laminar region. The information obtained from this study will contribute toward providing a more comprehensive and meaningful interpretation of fluid flow in the vicinity of a buckled coiled tubing string. In the same manner, accurate knowledge of the predicted friction pressure will improve safety and enhance the optimization of coiled tubing operations.

Foam Stability – Does Well Inclination Matter?

Abhishek Govindu, Ramadan Ahmed, Subhash Shah, University of Oklahoma; Mahmood Amani, Texas A&M University at Qatar

To minimize fluid loss and the associated formation damage, underbalanced coiled tubing (CT) is one of the preferred methods to perform cleanout operations and re-establish communication with an open completion interval. Because of their high viscosity and structure, stable foams are suitable cleanout fluid when underbalanced CT operations are applied. However, unstable foams do not possess high viscosity and as a result, they

В рамках исследования проводились эксперименты по разрушению пены на гидравлическом стенде замкнутого цикла с секцией для измерения параметров разрушения пены и трубчатых вискозиметрами. Чтобы подтвердить, что пена сформировалась правильно, а также проверить точность измерений, проводилась оценка реологических свойств пены с помощью трубчатых вискозиметров. Эксперименты по разрушению пен на водной, полимерной и углеводородной основе проводились в кольцевом затрубном пространстве и в колонне труб под давлением. Испытания также проводились и в наклонном положении, чтобы оценить влияние угла наклона скважины на стабильность пены. Изучалась структура пузырьков пены с помощью микроскопической камеры для оценки процесса укрупнения пузырьков. Качество пены (т. е. объемная доля газа) варьировалось в пределах 40–80%.

Скорость разрушения в колонне труб была несколько выше, чем в затрубье. Важно отметить, что скорость разрушения пены в наклонной конфигурации была значительно выше, чем в вертикальной. Угол наклона в значительной степени ускорял процесс разрушения и повышал нестабильность пены. Сам механизм разрушения пены в наклонной конфигурации отличается от вертикальной. В наклонных скважинах стекание жидкости (разрушение пены) происходит не только в осевом направлении, но и в боковом. В результате стекающая жидкость быстро достигает стенки ствола скважины до того, как попадет на забой. Таким образом, на нижней стенке ствола скважины формируется слой жидкости. Под силой тяжести эта жидкость стекает на забой, не встречая на своем пути существенного гидравлического сопротивления со стороны пены. Это явление существенно ускоряет дальнейший процесс разрушения пены.

Несмотря на то что в литературе описаны эксперименты с разрушением пены, имеется мало информации о том, как на процесс разрушения пены и ее стабильность влияют геометрия и угол наклона скважины. Представленная в данной статье информация позволит принимать во внимание влияние угла наклона скважины на стабильность пены, что позволит повысить эффективность пенных промывок на ГНКТ в наклонных скважинах.

Применение волокнодержущих промывочных жидкостей в горизонтальных и наклонных скважинах

Рида Эльгаддафи, Рамадан Ахмед, Университет Оклахомы

В данной работе представлены результаты экспериментальных и теоретических исследований, проведенных с целью оценки эффективности применения волокнодержущих жидкостей для очистки горизонтальных и наклонных скважин. ГНКТ часто используется для очистки горизонтальных скважин и скважин с большим отходом ствола от вертикали. Накопление пропанта и твердых обломков породы в скважине негативным образом влияет на дебиты нефти и газа. Волокнодержущие жидкости обладают большим потенциалом в части удаления твердых частиц, которые сложно удалить обычными жидкостными системами. Добавление волокон существенно снижает

are poor in cleanout operations, especially in inclined wellbores. This study is aimed to investigate the effects of wellbore inclination on the stability of foams.

In this study, foam drainage experiments were carried out using a flow loop that has foam drainage measurement section and pipe viscometers. To verify proper foam generation and validate the accuracy of measurements, foam rheology was measured using pipe viscometers. Drainage experiments were performed with aqueous, polymer-based, and oil-based foams in concentric annulus and pipe under pressurized conditions. Tests were also conducted at an inclined orientation to examine the effect of wellbore inclination on the stability of foams. The foam bubble structure was examined and monitored in real-time using a microscopic camera to study bubble coarsening. The foam quality (i.e. gas volume fraction) was varied from 40 to 80%.

The drainage rate was slightly higher in the pipe section than in the annulus. More importantly, the drainage rate of foam in an inclined configuration was significantly higher than that observed in a vertical orientation. The inclination exacerbated foam drainage and instability substantially. The mechanisms of foam drainage are different in inclined configuration. In inclined wellbores, drainage occurs not only axially but also laterally. As a result, the drained liquid quickly reaches a wellbore wall before reaching the bottom of the hole. Then, a layer of liquid forms on the low-side of the wellbore. The liquid layer flows downward due to gravity and reaches the bottom of the hole without facing major hydraulic resistance of the foam network. This phenomenon enhances the drainage process considerably.

Although foam drainage experiments are reported in published literature, there is limited information on the effects of geometry and inclination on foam drainage and stability. The information provided in this article helps to account for the impact of inclination on foam stability to improve its CT cleanout performance in directional wells.

Fibrous Cleanout Fluids in Horizontal and Inclined Wells

Rida Elgaddafi, Ramadan Ahmed, University of Oklahoma

This paper presents the results of experimental and theoretical studies conducted to investigate the hole cleaning performance of fibrous fluids in horizontal and inclined wells. Coiled tubing is commonly applied in the wellbore cleanout operations of highly deviated and horizontal wells. Accumulation of proppant and other solid debris in the wellbore

скорость осаждения частиц в жидкостях благодаря формированию сетки волокон. Настоящее исследование направлено на изучение вопроса очистки скважин и гидравлических свойств волоконсодержащих жидкостей в горизонтальных и наклонных скважинах.

Эксперименты по очистке скважин проводились с использованием растворов с ксантановой смолой, содержащих или не содержащих волокна (т. е. синтетические мононити). Были проведены испытания на гидравлическом стенде замкнутого типа с различными концентрациями волокон и углом наклона и осуществлены замеры равновесной высоты шламовой подушки при разных расходах прокачиваемой жидкости. 22-футовая секция труб, имитирующая затрубное пространство, была использована для экспериментов с очисткой (эрозией). Для лучшей интерпретации результатов были изучены реологические и гидрологические свойства жидкостей с помощью трубчатых вискозиметров и испытательной секции, имитирующей затрубное пространство. Затем была создана модель для расчета критической скорости и расходов жидкости, необходимых для подъема и вымывания твердых частиц при проведении промывочных работ. Модель учитывает наличие волокон в жидкости, так как включает в себя коэффициент сцепления волокон.

Результаты показывают, что добавление незначительного количества волокон (0,04% по весу) позволяет заметно снизить критическую скорость или равновесную высоту шламовой подушки. Волоконсодержащие жидкости продемонстрировали лучшие очищающие свойства по сравнению с жидкостями без волокон (базовыми жидкостями). Добавление в базовую жидкость волокон позволяет значительно улучшить качество очистки, в результате чего происходило существенное уменьшение равновесной высоты шламовой подушки. При 70 галлонах в минуту волоконсодержащая жидкость очистила испытуемый образец на 50% лучше, чем базовая жидкость. Такой результат может объясняться тем, что в жидкости формируется сетка волокон, которая поднимает твердые частицы и заставляет их двигаться. Результаты реологических и гидравлических испытаний показывают, что добавление волокна (0–0,08%) незначительным образом влияло на реологические и гидравлические свойства волоконсодержащей жидкости. Волоконсодержащие жидкости показали чуть более низкую потерю давления по сравнению с базовыми жидкостями, что указывает на незначительное уменьшение трения после добавления волокна.

Точность разработанной в ходе исследования гидравлической модели оценивалась при помощи измерений в кольцевом контуре гидравлического стенда. Результаты замеров показывают хорошую согласованность между прогнозами модели и фактическими измерениями. Новая модель может использоваться в промышленных условиях для оптимизации операций по очистке скважин путем применения волоконсодержащих жидкостей без повышения давления на забое.

Продолжение в следующем (74-м) номере журнала

remarkably impedes field operations and oil and gas production. Fibrous fluids have shown great potential for cleaning solids that are difficult to remove with conventional fluid systems. The addition of fiber substantially reduces the settling velocity of particles in fluids due to the formation of a fiber network. This study is aimed to investigate wellbore cleanout and hydraulics of fibrous fracturing fluid in horizontal and inclined wells.

Cleanout experiments were carried out using Xanthan gum suspensions with and without fiber (i.e. monofilament synthetic fiber). Extensive flow loop tests were performed varying fiber concentration and inclination while measuring the equilibrium bed height at different flow rates. A 22-ft long annular test section was utilized to perform the cleanout (erosion) experiments. To better explain the results, rheological and hydraulic characteristics of the test fluids were examined using the pipe viscometer and the annular test section. A model has been developed to calculate the critical velocity and flow rate needed to initiate the movement of bed particles during hole cleaning operation. The model is formulated to account for the presence of fiber through a fiber drag coefficient.

Results show a noticeable reduction in critical velocity or equilibrium bed height owing to the addition of a small amount (0.04% by wt.) of fiber. Fibrous fluid demonstrated better cleanout performance than the non-fibrous fluid (base fluid). The addition of fiber to the base fluid, significantly enhanced hole cleanout, resulting in a drastic reduction of equilibrium bed height. At 70 gpm, fibrous fluid cleaned the test section 50% better than the base fluid. One possible explanation for this observation could be the development of a fiber network in the fluid that provides additional drag to agitate bed particles and initiate their movement. Results of rheology and hydraulic tests show that the addition of fiber (0 to 0.08%) had very little effect on the rheology and hydraulics of fibrous fluid. Fibrous fluid displayed slightly lower pressure loss as compared to the base fluid, which indicates minor friction reduction due to the fiber.

The accuracy of the hydraulic model developed in the study has been assessed using flow loop measurements. Results show good agreement between predictions and measurements. The new model can be employed in the field to optimize the wellbore cleanout operation with fibrous fluid without increasing bottom hole pressure.

To be continued in our next (74) issue.

МНОГОКАНАЛЬНЫЙ КОЛТЮБИНГ. Варианты изготовления и способы применения

Р.М. ГАБДУЛЛИН, председатель совета директоров ООО «МКТех», резидента «Сколково», проект многоканального колтюбинга;
Р.В. АГИШЕВ, старший проектный менеджер (руководитель направления добычи углеводородов), Фонд «Сколково»

«Тенденции превыше аналогий»

Стив Джобс

Практика использования колтюбинга (КТ) в нефтегазовой промышленности, где основной целью является максимальное извлечение углеводородного сырья и снижение себестоимости его добычи, показывает, что для проведения многих технологических операций в нефтяных и газовых скважинах, бурения скважин, проведения многостадийного гидроразрыва пластов (МГРП), а также для лифта пластовой жидкости и газа различными способами механизированной добычи целесообразно иметь многоканальный колтюбинг (МКТ), включающий два и более гидроканалов, а также дополнительные сервисные каналы (силовые электрокабели, капиллярные трубки, информационные оптоволоконные и электропроводные линии и т. д.), причем различных конфигураций и диаметров, из различных материалов, для использования в скважине как единой многоканальной длиномерной гибкой системы.

Известно, что однотрубный КТ подвергается при спуско-подъемных операциях большим механическим радиальным сжимающим усилиям от инжектора и осевым растягивающим усилиям от веса КТ. При использовании гладких траков на инжекторе (рис. 1) на больших глубинах спуска КТ возможны проскальзывания с задирами и необходимы большие сжимающие усилия траков инжектора, а при использовании рифленых траков на инжекторе (рис. 2) на теле КТ образуются микротрещины и деформации, особенно на сварных швах. Также существует невозможность использования для КТ упорных элеваторов, как только конусных, с теми же радиальными сжимающими и осевыми растягивающими воздействиями на тело трубы.

При прохождении КТ гусака и особенно при намотке на барабан (рис. 3) сварные швы и тело колтюбинга подвергаются значительным знакопеременным сжимающим на внутренней стороне изгиба и растягивающим нагрузкам на внешней стороне изгиба, что приводит к усталостным явлениям и снижает долговечность



Рисунок 1

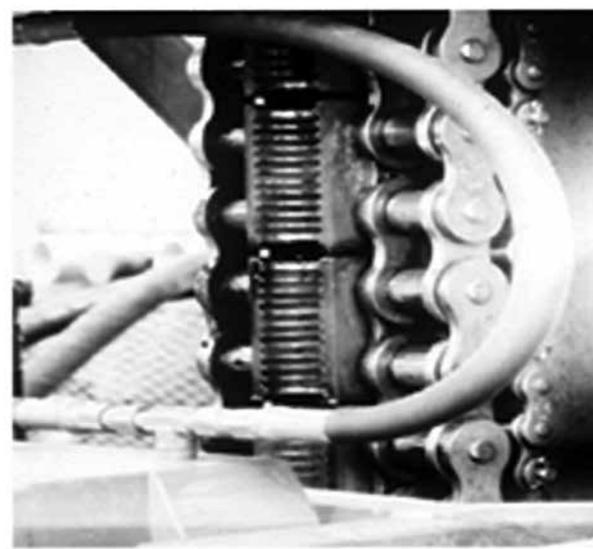


Рисунок 2

самого КТ. Причем наиболее выражены усталостные явления, образующиеся дефекты и разрушения на сжатой внутренней стороне изгиба. Чем больше радиус КТ и чем меньше радиусы намотки и гусака, тем больше изгибающие усилия и тем меньше должно быть давление в КТ. Это позволяет утверждать, что при использовании одного КТ и МКТ с двумя гидроканалами, но с одинаковыми проходными

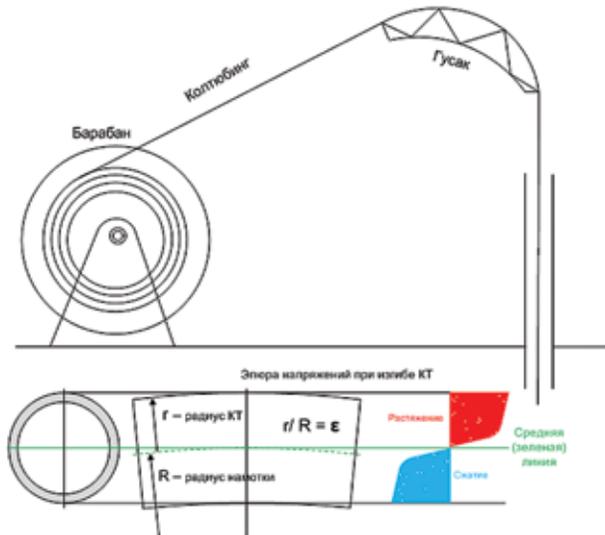


Рисунок 3

сечениями последний будет подвергаться меньшим изгибающим усилиям, и тем больше может быть давление в МКТ. Кроме того, изгибающие усилия при спуско-подъемных операциях вызывают деформационные увеличение диаметра и удлинение КТ.

Сегодня иностранные компании пытаются создавать различные компоновки МКТ из стандартных КТ. Одним из вариантов является концентрический МКТ (рис. 4) по типу «свободная труба в трубе» (BAKER HUGHES (США) и СЗАО «Новинка» (Беларусь)). Этот МКТ позволяет эффективно осуществлять технологические операции по очистке забоя скважины от пластовой воды и мехчастиц, особенно на газовых месторождениях с низким пластовым давлением; перфорацию эксплуатационной колонны зарядами, сверлением и пескоструем; работу в скважине с надувным пакером; контроль, управление и манипуляции с погружным оборудованием; вызов и интенсификация притока флюида и т. д. За счет закольцованности рабочей жидкости отсутствует негативное влияние столба рабочей жидкости на пласт. Но, к сожалению, этот МКТ не смог полностью решить некоторые вопросы: 1) все каналы находятся внутри основного наружного КТ большого диаметра, на который приходится нагрузка всего веса МКТ во время его нахождения на инжекторе, что вызывает необходимость увеличивать толщину стенки основного КТ и повышать марку стали, что, в свою очередь, увеличивает массу колонны, ее жесткость и стоимость; 2) остается сложным вопрос о подвеске свободных внутренних каналов колонны на устье и забое, их герметизация; 3) внутренний КТ «съедает» существенную часть полезного пространства основного КТ; 4) на больших глубинах спуска МКТ свободно расположенный внутренний КТ может быть раздавлен на гусак

или барабане своим же весом; 5) в начале подъема МКТ из скважины внутренний КТ наматывается на барабан с большим растягивающим напряжением от ее веса в скважине.

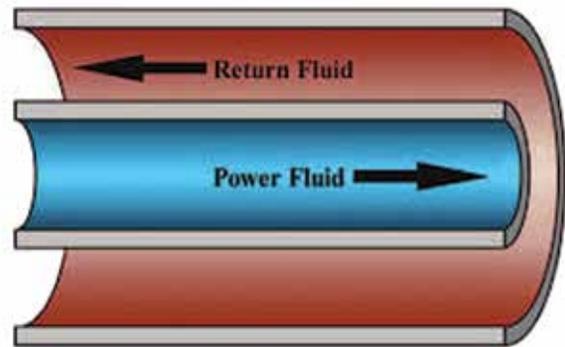


Рисунок 4

Другим вариантом МКТ является параллельное расположение нескольких стандартных КТ по типу «трубы в ряд» (CJS Technologies, Канада). В этом МКТ стандартные КТ соединяются друг с другом при помощи металлических перемычек (рис. 5) или заплавляются вместе в единую ленту при помощи пластического материала (рис. 6).



Рисунок 5



Рисунок 6

Этот МКТ позволяет успешно осуществлять технологические операции по очистке забоя скважины от пластовой воды и мехчастиц и предлагает добычные варианты, например, мехдобыча с ЭЦН и с погружными гидро- и электроприводными объемными насосами. Этот вариант МКТ, к сожалению, также не решает полностью некоторые технические вопросы: 1) все каналы соединены и зафиксированы стальной перемычкой, что, в свою очередь, создает проблему прохождения перемычкой герметизатора, инжектора, ПВО и т. д.; 2) все каналы сплавлены и зафиксированы пластиком или стальной перемычкой, что не позволяет компоновать МКТ различными вариантами

дополнительных гидравлических и сервисных каналов.

Китайская компания SHINDA CREATIVE OIL&GAS EQUIPMENT CO., LTD изготавливает многоканальный ГНКТ-Кабель (рис. А), содержащий несколько гидроканалов и электрокабелей, и композитный ГНКТ-кабель (рис. Б), содержащий заплавленные вместе ГНКТ, силовой электрокабель, информационный электроканал и капиллярный трубопровод.



Рисунок А

Рисунок Б

Это очень интересные варианты компоновок МКТ для решения широкого спектра задач как в технологических, так и в добычных вариантах, но в них остаются нерешенными некоторые вопросы: 1) периферийные гидро- и электроканалы подвергаются значительным знакопеременным сжимающим на внутренней стороне изгиба и растягивающим нагрузкам на внешней стороне изгиба, особенно при прохождении КТ гусака и при намотке на барабан, что приводит к усталостным явлениям и снижает долговечность самого КТ; 2) сложность изготовления и большая цена; 3) невозможность ремонта/замены неисправного канала; 4) фиксированная компоновка многоканального ГНКТ-кабеля.

Российская компания «МКТех», резидент фонда «Сколково», занимается разработкой и созданием многоканального колтюбинга (МКТ) как для технологических операций, так и для добычи нефти и газа. Ее команда анализирует и мониторит рынок КТ и МКТ уже более 25 лет и имеет свои разработки и решения. Как результат, получены более 15 патентов на изобретения, связанные с тематикой ГНКТ. Сущность идеи состоит в том, что в единую колонну МКТ объединяются два и более закрытых трубных канала, фиксированные вместе соединительными, стыковочными или разделительными перегородками, с возможностью внешнего или внутреннего размещения дополнительных сервисных (гидравлических, электрических и оптоволоконных) каналов. Инновационность проекта заключается в создании универсального МКТ, который легко адаптируется к стандартному оборудованию колтюбинговых установок с минимальными изменениями в их конструкции. В предлагаемом МКТ применяется принципиально новая схема

переноса усилия веса колонны с тела трубы на дополнительные несущие элементы, состоящая в том, что тело трубы несет в основном только нагрузки давления жидкости внутри трубы, а вес самой трубы и жидкости внутри нее несет перфорированная перегородка или фигурные бурты на периферии (гнутая волна-баттерфляй и фрезерованная волна-гребенка). Это главное отличие от одинарного КТ, где тело трубы несет одновременно как гидравлическую нагрузку давления жидкости в трубе, так и механическую нагрузку веса колтюбинга на инжекторе. В МКТ практически отсутствуют механическое давление на тело трубы и проскальзывание колтюбинга в инжекторе, а также деформация колтюбинга с образованием микротрещин. Кроме того, сварные швы, бурты и перегородки в намотанном на барабан МКТ всегда находятся на «средней (нулевой, зеленой) линии» (рис. 3), где усилия сжатия и растяжения минимальны. Все это позволяет использовать в МКТ более дешевые марки стали, уменьшать толщину стенки, делать разные радиусы КТ в зонах сжатия и растяжения, а также делать захват и удержание МКТ инжектором и элеваторами более простым и надежным. Для работы в рамках государственной программы импортозамещения появляется возможность производить МКТ из штрипса российского производства (например, ПАО «Северсталь») без потерь его технологических характеристик, но с расширением его функциональных возможностей.

ООО «МКТех» предлагает предварительную классификацию вариантов изготовления МКТ, геометрии поперечного сечения, компоновки каналов, конфигурации грузонесущей части и т. д., которые имеют свои особенности и различия, приведенные ниже:

1. По сварке:
 - а) односторонняя;
 - б) многосторонняя;
 - в) одношовная;
 - г) многошовная.
2. По количеству штрипсов:
 - а) одноштрипсовая;
 - б) многштрипсовая.
3. По выделению грузонесущей части многоканального колтюбинга:
 - а) перфорированная соединительная перегородка, соединяющая два гидроканала;
 - б) периферийный бурт или бурты по типу «гребенки» в виде чередующихся выступов и впадин;
 - в) периферийный бурт или бурты по типу «баттерфляй» в виде чередующихся выгнутых гребней и ложбин;
 - г) периферийный бурт или бурты по типу «линейки».
4. По расположению сервисных каналов:
 - а) каналы расположены снаружи;

- б) каналы расположены внутри;
- в) каналы расположены комбинированно.
- 5. По способу присоединения сервисных каналов:
 - а) на замках;
 - б) на клямсах;
 - в) за счет трения;
 - г) свободно.
- 6. По функциональности перемычек между гидроканалами:
 - а) соединительная;
 - б) стыковочная;
 - в) разделительная.
- 7. По виду компоновки:
 - а) фиксированный, неизменяемый;
 - б) сборно-разборный;
 - в) базовый фиксированный с присоединяемыми сервисными каналами.
- 8. По наружной геометрии поперечного сечения МКТ:
 - а) круглая;
 - б) эллипсная;
 - в) две прямые, соединяющие два полукруга;
 - г) обтекаемая со сложной геометрией;
 - д) необтекаемая со сложной геометрией.
- 9. По вариантам используемых гидроканалов для МКТ:
 - а) стандартный одинарный КТ;
 - б) базовый гидроканал;
 - в) базовая пара из базовых жестко соединенных между собой гидроканалов;
 - г) базовая пара, изготовленная непосредственно из штрипса (штрипсов);
 - д) базовая пара Фета-типа;
 - е) комбинированная.
- 10. По месту расположения соединительно-разъединительных устройств:
 - а) ниже инжектора;
 - б) выше инжектора.

Все существующие на сегодня МКТ состояются из стандартных одинарных КТ, которые условно назовем Нулевым типом (рис. 7). Изготавливается продольным профилированием из одного штрипса с последующим фиксированием торцов штрипса между собой дуговой сваркой или лазером.

Предлагаемый МКТ с любой конфигурацией состоит из основных базовых элементов в виде четырех типов закрытых гидравлических каналов, которые представлены ниже:

Первый тип (рис. 8). Изготавливается продольным профилированием из одного штрипса с выгибанием наружу торцов и последующей их сваркой между собой по соприкасающимся боковым поверхностям с образованием закрытого гидроканала с кромковым буртом.

Второй тип (рис. 9). Изготавливается продольным профилированием из одного штрипса с образованием на первом этапе

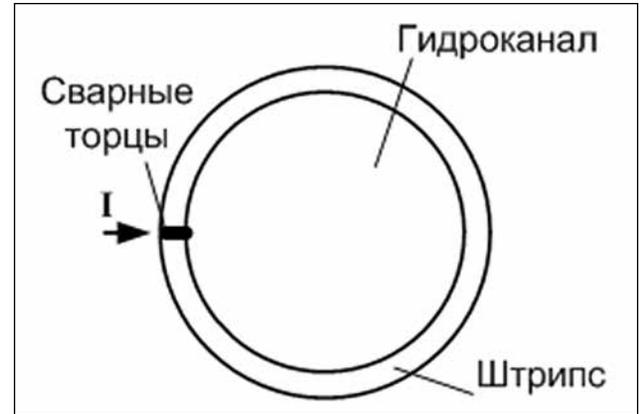


Рисунок 7

складки в виде профилированного бурта и его провариванием изнутри и с дальнейшим профилированием, выгибанием наружу торцов, их последующей сваркой между собой по соприкасающимся боковым поверхностям и образованием кромкового бурта. Профилированный и кромковый бурты закрытого гидроканала располагаются диаметрально друг от друга.

Третий тип (рис. 10). Изготавливается

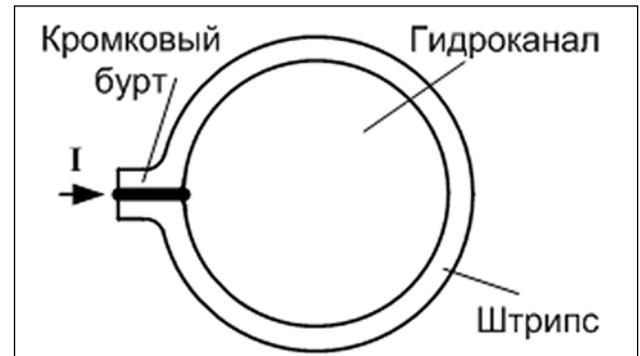


Рисунок 8

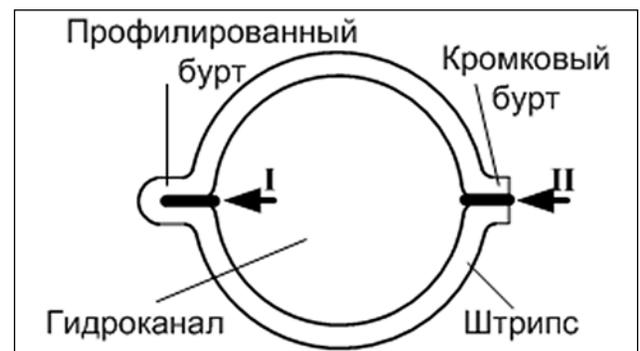


Рисунок 9

одинаковым продольным профилированием двух отдельных штрипсов с образованием в поперечном сечении полукругов с выгнутыми наружу торцами и последующей сваркой двух зеркально совмещенных профилированных штрипсов между собой по соприкасающимся

боковым поверхностям выгнутых торцов и образованием двух кромковых буртов, расположенных диаметрально друг от друга.

Все три типа базовых каналов могут

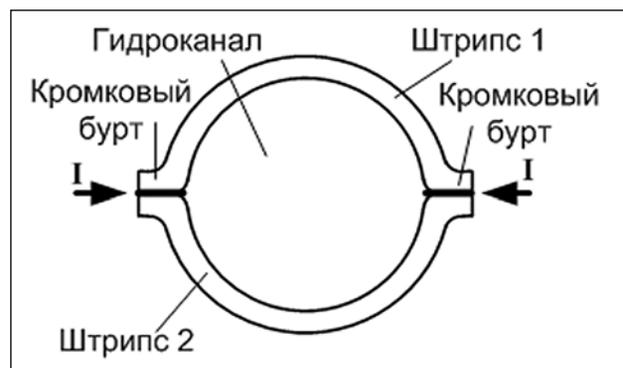


Рисунок 10

применяться как самостоятельно, так и в виде основных элементов при создании различных типов базовых пар гидроканалов. Базовой парой считаются любые два жестко соединенных перегородкой гидроканала, например, на сварке, используемых как одна целая длиномерная и гибкая трубная система для выполнения операций в скважине или трубопроводе. Рассмотрим сначала два варианта составления базовых пар с использованием одного базового гидроканала и отдельного штрипса, профилированного по кругу вокруг базового гидроканала. В первом варианте базовый гидроканал используется для создания базовой пары по типу «труба в трубе» (рис. 11), где бурт является стыковочной перегородкой для второго профилированного штрипса, приваренного торцами к стыковочной перегородке с охватом базового канала. Кромковый бурт может выходить за пределы окружности внешнего гидроканала или быть «заподлицо» с ним.

Во втором варианте базовый гидроканал используется для создания базовой пары по типу «трубы в ряд» (рис. 12), где бурт является

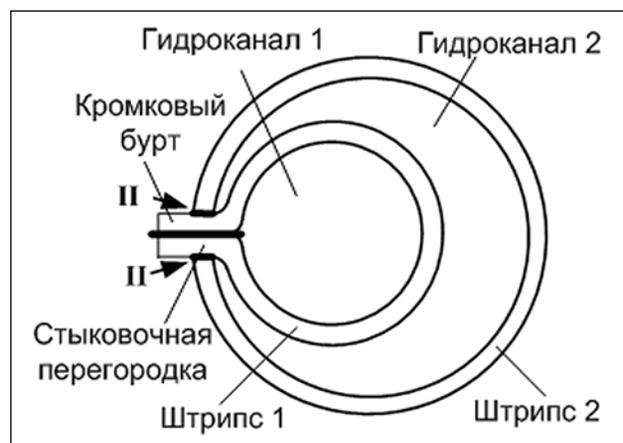


Рисунок 11

соединительной перегородкой для второго профилированного штрипса, приваренного торцами к соединительной перегородке напротив базового канала.

Базовая пара может также непосредственно

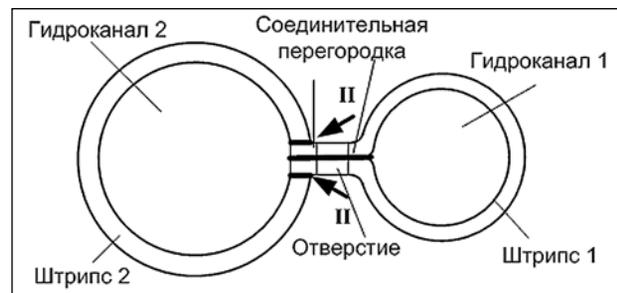


Рисунок 12

создаваться отдельно из одного или нескольких штрипсов. Как один из видов может быть создание фиксированной базовой пары в виде двух гидроканалов, соединенных перегородкой путем многостадийного профилирования одного штрипса и приваривания торцов штрипса к соединительной перегородке (рис. 13). Здесь же показан вариант использования базовой пары для мехдобычи со штанговым приводом погружного плунжерного или винтового насосов, где один из гидроканалов, в который залито масло, используется для размещения в нем длиномерной гибкой штанги (ДГШ), которая полностью изолирована от откачиваемой жидкости и может осуществлять возвратно-поступательное или вращательное движение в масляной ванне. Трение и износ гидроканала-ДГШ минимальны за счет отсутствия штанговых муфт, трубных резьбовых стыков и наличия масла, которое можно дополнительно использовать и для смазки трущихся узлов погружного оборудования. Предлагается как альтернатива для добычных схем в сильноискривленных скважинах и для добычи высоковязкой нефти с использованием плунжерных и винтовых насосов со штанговым приводом. В лифтовом гидроканале между неподвижными лифтовым каналом и колтюбингом можно разместить греющую кабель. На определенных месторождениях с высоковязкой нефтью с тепловым воздействием позволительно отказаться от последнего: там главным критерием будет только возможность всасывания объемным погружным насосом пластовой жидкости. Появляется заманчивая идея поэкспериментировать с ЭЦН, полностью убрав бронированный электрокабель и погружной электродвигатель. Погружной центробежный насос (ПЦН) будет работать за счет вращения ДГШ с поверхности обычным

электродвигателем с регулированием частоты вращения. Нахождение ДГШ в масляной ванне рабочего гидроканала уменьшает трение и износ контактирующих поверхностей, но пуск и торможение вращения за счет длины ДГШ, ее веса и большой контактной поверхности должны быть очень плавными. Все подшипники качения и скольжения в ПЦН будут смазываться через масляный гидроканал.

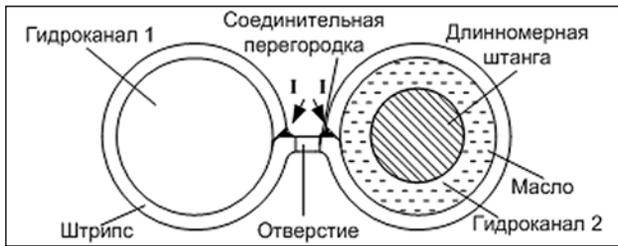


Рисунок 13

Другим вариантом фиксированной базовой пары является создание двух гидроканалов, соединенных перегородкой, путем раздельного, одинакового профилирования двух штрипсов в виде двух соединенных полукругов с выгнутыми торцами и зеркального их приваривания друг с другом по сопрягаемым контактным поверхностям с образованием на первом этапе соединительной перегородки и кромковых буртов, расположенных диаметрально друг от друга, на втором этапе (рис. 14).

Базовые пары могут состояться из двух базовых каналов, причем с любыми сочетаниями всех трех типов, путем сварки двух кромковых буртов по торцам между собой, где сваренные



Рисунок 14

бурты являются соединительной перегородкой. Рассмотрим несколько вариантов изготовления базовых пар с использованием различных базовых гидроканалов.

Базовая пара составляется из двух идентичных базовых гидроканалов Первого типа (рис. 15), путем сварки по торцам кромковых буртов, соединенных зеркально между собой двух базовых гидроканалов, с образованием базовой пары с соединительной перегородкой. Соединительная перегородка предназначена для жесткого соединения двух зеркально

соединенных базовых гидроканалов и переноса усилия веса колонны с тела трубы на соединительную перегородку и далее на пальцы силовых элементов инжектора.

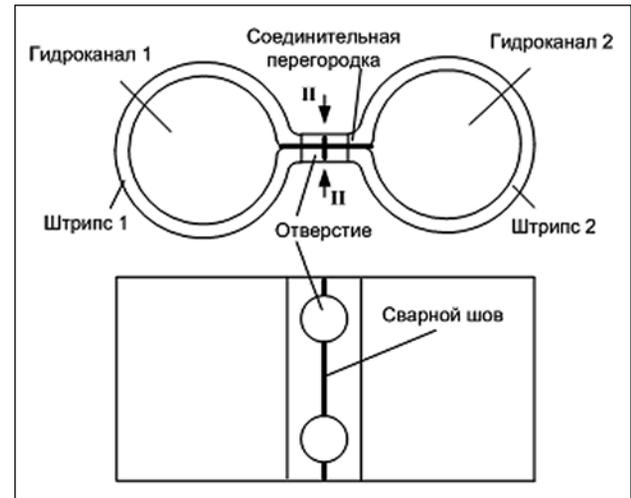


Рисунок 15

Отверстия соединительной перегородки между закрытыми каналами также используются для образования замкового соединения с ответными выступами (рис. 16), например, в виде цанг или эластичных «грибков», находящихся на эластичной сервисной ленте, с сервисными каналами, такими как электрические проводники или кабели, оптоволоконные линии, капиллярные трубки и т. д.

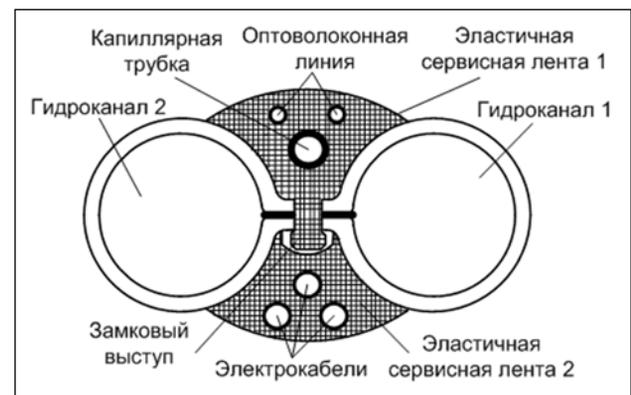


Рисунок 16

Базовая пара составляется из двух идентичных базовых гидроканалов Второго типа (рис. 17) путем сварки по торцам кромковых буртов, соединенных зеркально между собой двух базовых гидроканалов, с образованием базовой пары с соединительной перегородкой. Центры каналов закрытого сечения, бурты, сварочные швы и перегородка располагаются на линии, параллельной оси барабана намотки. Профилированные бурты выходят за пределы внешних габаритов колонны и имеют геометрию в виде чередующихся фигурно прессованных

гребней и ложбин (поперечная волна-бабтерфляй), назначением которых является перенос на них нагрузки веса многоканального колтюбинга. При придании профилированным буртам волнообразной геометрии с поперечной волной и аналогичной ответной на инжекторе вес МКТ будет в основном передаваться с тела трубы на фигурные бурты с уменьшением нагрузки на трубную часть колонны от растягивающих и сжимающих усилий.

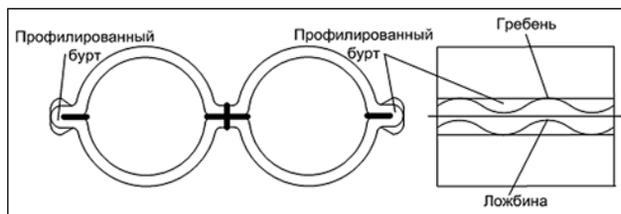


Рисунок 17

Базовая пара составляется из двух идентичных базовых гидроканалов Третьего типа (рис. 18) путем сварки по торцам кромковых буртов, соединенных зеркально между собой двух базовых гидроканалов, с образованием базовой пары с соединительной перегородкой. Бурты выходят за пределы внешних габаритов колонны и имеют геометрию в виде чередующихся фрезерованных (вырубленных) выступов и впадин (продольная волна-гребенка) Наличие буртов (рис. 17 и 18) позволяет осуществлять ориентированную укладку и намотку многоканального колтюбинга на барабан с размещением сварных швов, перегородок и буртов на средней линии поперечного сечения колонны, параллельной оси барабана, и применять элеваторы с фигурными проточками.

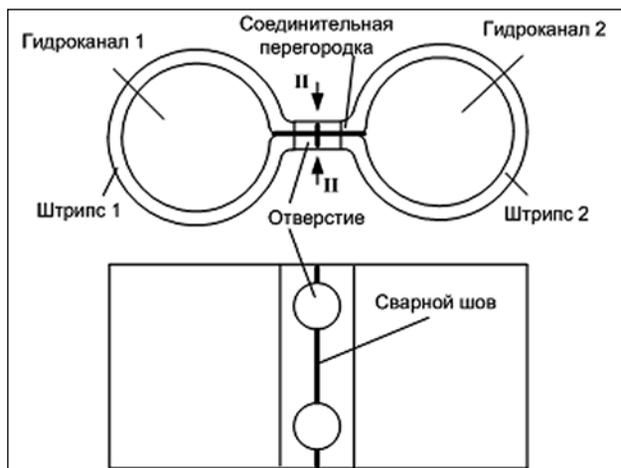


Рисунок 18

При сварке двух базовых гидроканалов между собой по торцам буртов для предотвращения перегрева тела гидроканала по ним может

пропускаться компрессором воздух, который заодно очистит внутреннее пространство обоих каналов.

Отдельный вариант МКТ с наружной

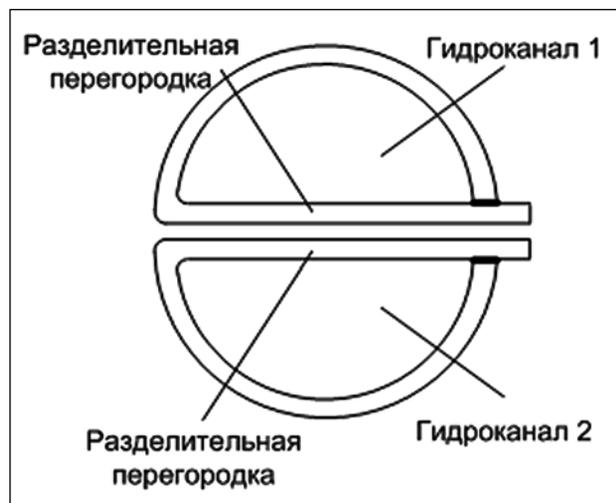


Рисунок 19

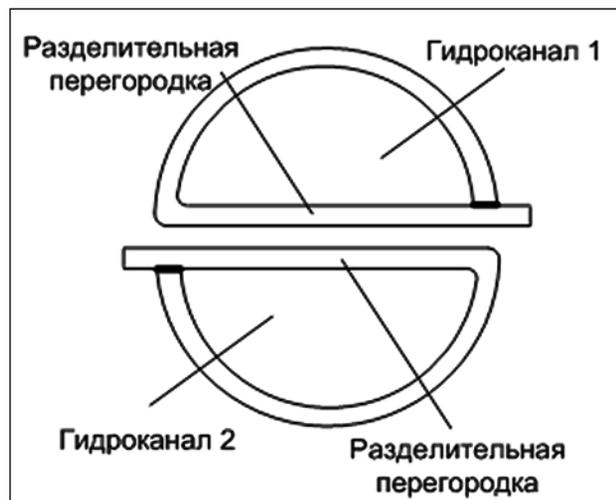


Рисунок 20

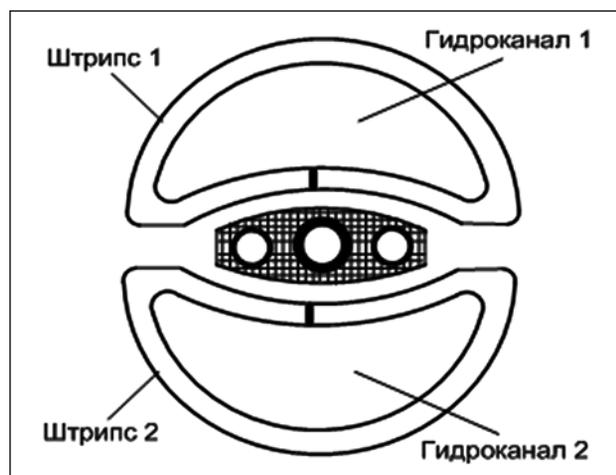


Рисунок 21

геометрией поперечного сечения в виде окружности или эллипса может использоваться в стандартных колтюбинговых установках практически без переделок последних. Представляет собой базовую пару с сечением Фета-типа (по названию греческой буквы θ), где два или более гидроканала имеют разделительную перегородку, которая является одновременно и частью стенок смежных гидроканалов. Базовая пара с сечением

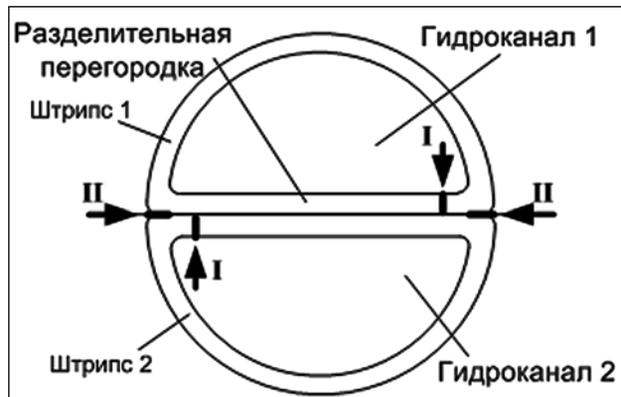


Рисунок 22

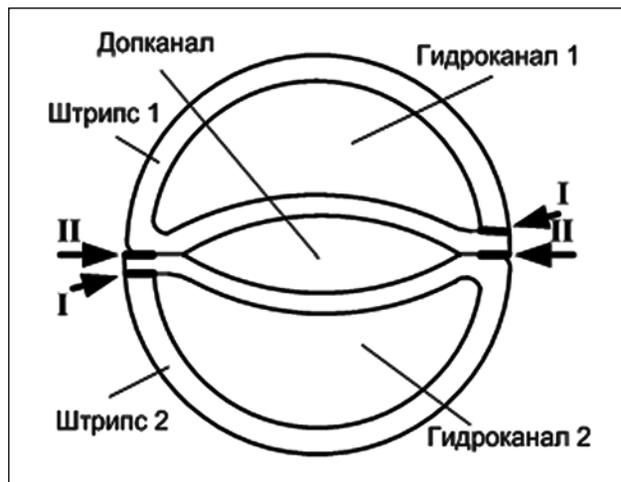


Рисунок 23

Фета-типа может изготавливаться из двух штрипсов путем их одинакового раздельного профилирования и сваркой торцов друг с другом и создания двух независимых закрытых гидроканалов **Четвертого типа**, имеющих в поперечном сечении полукруг (рис. 19 и 20) или месяцеобразную геометрию (рис. 21), которые могут быть с буртом или без него.

Разделительная перегородка может быть с двойной толщиной штрипса, а МКТ будет самоустанавливаться на барабане с расположением перегородки параллельно оси вращения барабана при намотке многоканальной колонны на барабан. Это будет происходить за счет увеличения жесткости

разделительной перегородки при попытке ее поворота с горизонтального положения в вертикальное. Базовая пара с сечением Фета-типа может применяться как самостоятельно, так и в виде составного элемента МКТ. При необходимости производства работ с МКТ с наружной геометрией поперечного сечения в виде окружности или эллипса основной внутренней элемент многоканального колтюбинга – разделительная перегородка, которая является одновременно и частью стенок двух (рис. 22) или нескольких гидроканалов (рис. 23). В варианте МКТ с наружной геометрией поперечного сечения в виде эллипса разделительная перегородка играет роль ребра жесткости, предотвращающего коллапс эллипса от избыточного внешнего давления. Эллипсообразную трубу легко наматывать ориентированно на барабан.

МКТ с двумя базовыми гидроканалами **Четвертого типа** и с одним кромковым буртом (рис. 24) может изготавливаться из двух штрипсов путем их одинакового раздельного профилирования по месяцеобразной геометрии (рис. 21) и последующей сваркой торцов к друг другу (рис. 21 и 22) или к телу штрипса (рис. 19, 20, 23). Затем два канала зеркально свариваются друг с другом по сопряженным поверхностям для создания третьего закрытого

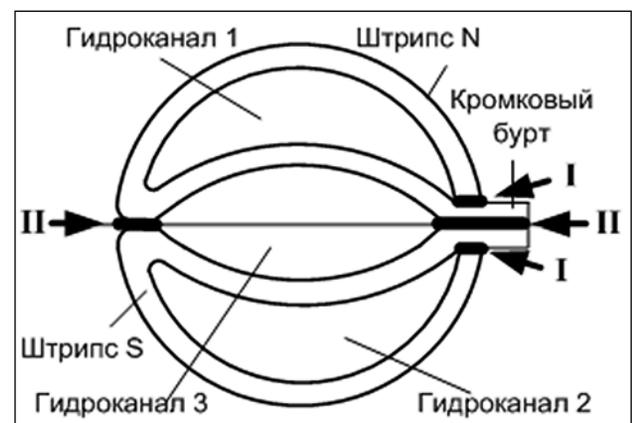


Рисунок 24

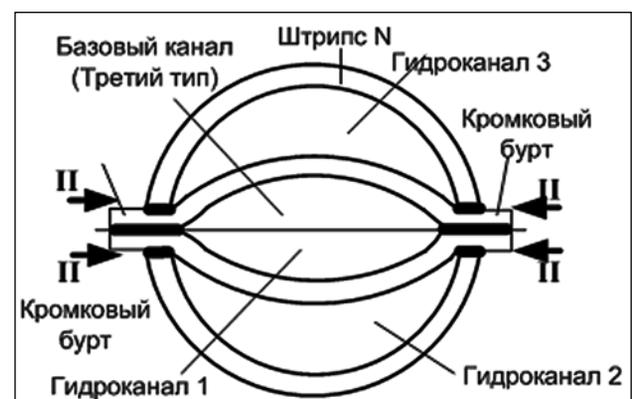


Рисунок 25

гидроканала между ними. Как другой вариант (рис. 25) к базовому каналу **Третьего типа** с эллипсообразным сечением привариваются с разных сторон два штрипса, профилированные в виде полуокружностей с образованием трех гидроканалов и двух кромковых буртов. Как подвариант можно использовать базовый канал **Второго типа** с эллипсообразным сечением (рис. 26).

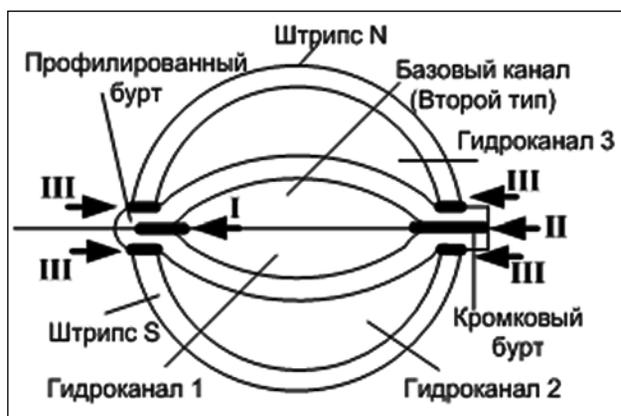


Рисунок 26

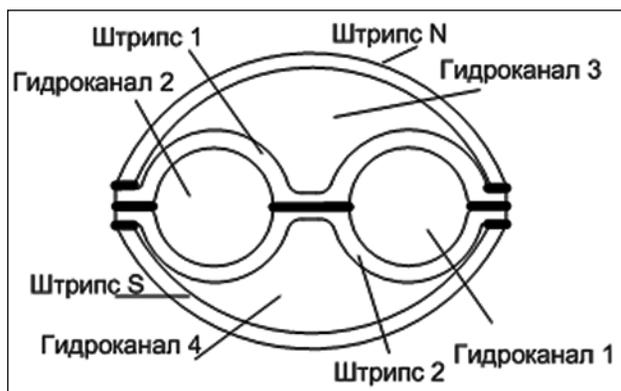


Рисунок 27

Как другой вариант (рис. 27) к периферийным буртам базовой пары привариваются с разных сторон два штрипса, профилированные в виде полуэллипсов с образованием четырех независимых гидроканалов и при необходимости двух кромковых буртов.

МКТ с разделительной перегородкой Фета-типа с наружной геометрией в виде окружности или эллипса для использования стандартных КТ-установок может изготавливаться из одного штрипса путем продольного профилирования и последующей сваркой торцов штрипса к концам разделительной перегородки, имеющей одинарную (рис. 28) или двойную толщину штрипса (рис. 29).

Все варианты базовых гидроканалов, базовых пар и МКТ, в которых профилированные штрипсы находятся только в каком-то из полуокружностей растяжения или сжатия (рис. 3),

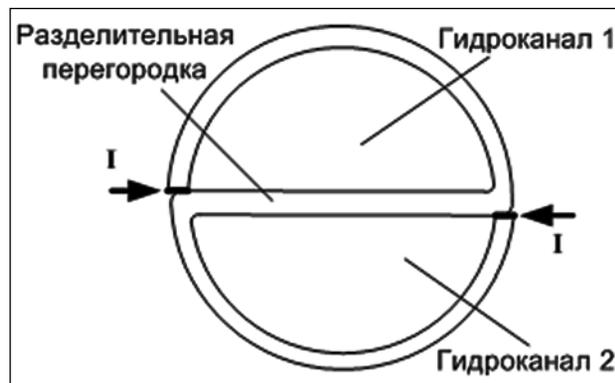


Рисунок 28

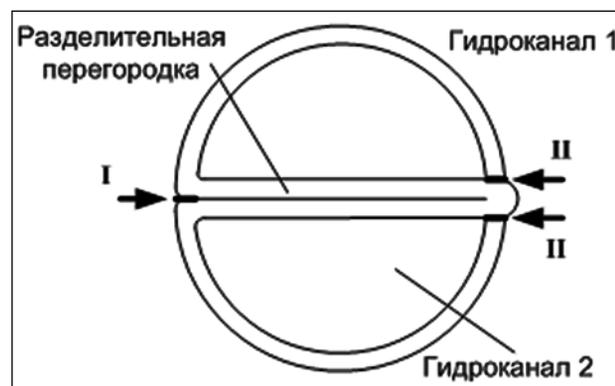
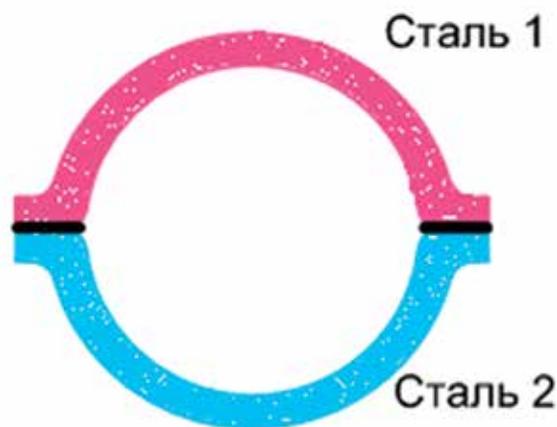


Рисунок 29

могут быть изготовлены из стали с высокими прочностными свойствами на растяжение (верхний полукруг), а другие могут быть изготовлены, соответственно, из стали с высокими прочностными свойствами на сжатие (нижний полукруг). Намотка на барабан и проход через гусак биметаллической трубы или МКТ осуществляется нижним полукругом. ☉



(Окончание в «ВК» № 74)



ESTM

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

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

Идет мини-революция! A Mini-Revolutionis Underway!

На вопросы журнала «Время колтюбинга. Время ГРП» отвечает О.В. Воин, руководитель инженерно-технического центра ООО «ФракДжет-Волга».

Беседа состоялась в кулуарах 20-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы».

«Время колтюбинга»: Олег Викторович, каковы основные приоритеты компании «ФракДжет-Волга» на современном этапе?

Олег Воин: Компания «ФракДжет-Волга» очень бурно развивается. На настоящий момент у нас один из приоритетов – направление ГНКТ, и мы закупаем новые флоты. Мы работаем также и в других направлениях: развиваем ГРП и КРС. Помимо этого, мы очень плотно сотрудничаем с компанией ESTM в плане производства гибкой трубы, закупки данного вида оборудования и использования его в наших работах.

ВК: С какими проблемами компания «ФракДжет-Волга» сталкивается на пути развития?

О.В.: В связи с тем, что мы очень интенсивно развиваемся, у нас не хватает квалифицированного персонала – именно рабочих специальностей. Чтобы решить эту проблему, мы открыли учебный центр, в котором проводим первичное тестирование персонала, принимаемого на работу, а также обучение персонала в соответствии со стандартами компании. Эти меры помогают нам повышать качество услуг и минимизировать риски аварий, происходящих по причине недостаточной компетентности персонала.

ВК: Вы сказали, что в компании «ФракДжет-Волга» бурно развивается направление ГНКТ. Сколько флотов задействовано в настоящее время?

О.В.: На данный момент формируется шестнадцатый флот.

ВК: Установки какого класса закупаются? Какова мощность инжектора и



Coiled Tubing Times journal is interviewing O.V. Voin, the Head of the Engineering and Technical Center at "FracJet-Volga".

The conversation took place at the 20th International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference.

Coiled Tubing Times: Oleg, what are the main priorities of "FracJet-Volga" at the present stage?

Oleg Voin: The FracJet-Volga company is developing very rapidly. At the moment, one of our priorities is coiled tubing, and we are purchasing new fleets. We also work in other areas: We are currently developing hydraulic fracturing and workover. In addition, we work very closely with ESTM in terms of the production of coiled tubing, the purchase of this type of equipment and its use in our work.

CTI: With what problems does the company "FracJet-Volga" face on the way of development?

O.V.: Due to the fact that we are developing very intensively, we do not have enough qualified personnel – namely, working specialties.

Мы используем в основном гибкую трубу диаметром 44,45 мм, но очень активно начинаем также применять трубу диаметром 50,8 мм и 60,3 мм.

We mainly use a tubing with a diameter of 44.45 mm, but we are very actively starting to use a CT with a diameter of 50.8 mm and 60.3 mm.

To solve this problem, we have opened a training center where we conduct initial testing of the hired personnel, as well as staff training in accordance with the company standards. These measures help us to improve the quality of services and minimize the risks of accidents occurring due to insufficient personnel competence.

CTI: You said that coiled tubing is rapidly developing at "FracJet-Volga". How many fleets are currently in operation?

O.V.: At the moment, the sixteenth fleet is being formed.

CTI: What class of units are you purchasing?

предпочитаемый диаметр ГНКТ?

О.В.: Сейчас закупаются установки тяжелого класса МК-40Т производства СЗАО «ФИДМАШ» с тяговым усилием инжектора 45 тонн. Большая часть флотов в 2019 году уже запущена, готовится к запуску последний, шестнадцатый флот. Мы используем в основном гибкую трубу диаметром 44,45 мм, но очень активно начинаем также применять трубу диаметром 50,8 мм и 60,3 мм. Естественно, это потребовало основательного технического перевооружения. Соответственно, усложнились и работы. Ну и ко всему внутрискважинному оборудованию стали предъявляться новые требования – происходит переход на другие диаметры и рабочие инструменты.

ВК: У какого производителя Ваша компания закупает ГНКТ увеличенного диаметра?

О.В.: В последний год мы использовали ГНКТ исключительно производства завода ESTM.

ВК: Выдерживает ли ГНКТ отечественного производства конкуренцию с зарубежными аналогами?

О.В.: «ФракДжет-Волга» является рыночной компанией, а потому мы очень большое внимание уделяем качеству закупаемого оборудования. Если бы гибкие трубы отечественного производства были некачественными, не выдерживали конкуренцию с зарубежными ГНКТ, мы бы их не использовали. Качество труб от ESTM нас полностью устраивает. Нарботка у них сопоставима с импортными аналогами.

ВК: Напрямую ли техническое перевооружение Вашей компании связано с изменениями, происходящими на нефтесервисном рынке: с ростом глубин скважин, протяженностей их горизонтальных участков и т. п.?

О.В.: Именно с этим и связано. Идет мини-революция в бурении – удлиняются стволы скважин. С горизонтальных стволов длиной 500 м заказчик в течение двух последних лет перешел на стволы длиной 1000 м и более. Сейчас уже протяженности горизонтальных участков нередко достигают полутора километров, а в некоторых случаях – и двух. Соответственно, при такой длине горизонтального ствола даже 44-я и 50-я ГНКТ не всегда обеспечивают доход до забоя. Здесь мы, бывает, вынуждены применять вспомогательное оснащение, которое позволяет доносить нагрузку на спецоборудование, например, на сдвижные муфты ГРП.

ВК: В последнее время многие респонденты нашего журнала говорят о том,

What is the injector power and preferred CT diameter?

O.V.: Now we are purchasing heavy-class MK-40T units produced by NOV FIDMASH with an injector pulling force of 45 tons. Most of the fleets in 2019 have already been launched, the last, sixteenth fleet is preparing to launch. We mainly use a tubing with a diameter of 44.45 mm, but we are very actively starting to use a CT with a diameter of 50.8 mm and 60.3 mm. Naturally, this required a thorough technical re-equipment. Accordingly, the work became more complicated. Well, new requirements began to be imposed on all downhole equipment – a transition to other diameters and working tools is taking place.

CTI: From which manufacturer does your company buy coiled tubing with increased diameter?

O.V.: Last year we have used coiled tubing exclusively from the ESTM plant.

CTI: Does domestic coiled tubing withstand competition with foreign counterparts?

O.V.: "FracJet-Volga" is a market company, and therefore we pay great attention to the quality of the

purchased equipment. If CTs of domestic production were of poor quality, can not compete us with foreign CT, we would not have used them. We are completely satisfied with the quality of CTs from ESTM. Their operating time is comparable to imported counterparts.

CTI: Is the technical re-equipment of your company directly related to the changes taking place in the oilfield services market: With the increase in well depths, the lengths of their horizontal sections, etc.?

O.V.: It is connected with this. A mini-revolution in drilling is underway: The wellbores are lengthened. Over the past two years, the customer has switched from horizontal shafts with a length of 500 m to shafts

Идет мини-революция в бурении – удлиняются стволы скважин. С горизонтальных стволов длиной 500 м заказчик в течение двух последних лет перешел на стволы длиной 1000 м и более. Сейчас уже протяженности горизонтальных участков нередко достигают полутора километров, а в некоторых случаях – и двух.

A mini-revolution in drilling is underway: The wellbores are lengthened. Over the past two years, the customer has switched from horizontal shafts with a length of 500 m to shafts with a length of 1000 m and more. Now the length of horizontal sections often reaches one and a half kilometers, and in some cases even two.

with a length of 1000 m and more. Now the length of horizontal sections often reaches one and a half kilometers, and in some cases even two. Accordingly, with such a horizontal wellbore length, even the 44th and 50th coiled tubing does not always provide income to the bottom. Here we are sometimes forced to use auxiliary equipment, which allows us to transfer

что российский нефтесервис переживает не лучшие времена, звучит даже слово «стагнация». На Ваш взгляд, что мешает развитию нашего высокотехнологичного нефтегазового сервиса?

О.В.: В первую очередь я хотел бы отметить, что проблемы начались не сейчас, а в те времена, когда произошел развал СССР, а именно в 1990-2000 годах. С 2005 года российский нефтегазовый сервис стал более-менее развиваться, а до этого в течение лет пятнадцати на работу в отрасль практически не приходили новые специалисты, и в результате выпало целое поколение инженеров-нефтяников и конструкторов, которые проектировали оборудование. По факту мы работаем на оборудовании, созданном еще в советское время, либо на оборудовании, основные узлы которого – импортного производства. Российские азотные установки, какие выпускались 25 лет назад, такие и выпускаются. Только сейчас начинаются подвижки, когда выросло новое поколение специалистов: когда те, кто пришел в 2000-2005 годах, получили опыт и теперь начинают внедрять свои инновации. Образовавшийся провал потихоньку преодолевается, но не всё сразу.

Другая проблема – расценки на сервисные услуги не растут, заказчики оптимизируют стоимость работ. В связи со всем этим многие сервисные компании испытывают сложности в дополнительном финансировании – не хватает оборотных средств. Здесь на первый план выходит необходимость эффективного менеджмента, а также кадровая проблема, о которой я уже говорил. Сейчас очень трудно подобрать квалифицированный рабочий персонал – машинистов колтюбинговых, насосных, азотных установок. Люди, имеющие образование, предпочитают работать на инженерных должностях. А уровень знаний тех, у кого нет специального образования, зачастую не позволяет работать на установках стоимостью в миллион долларов. Если некомпетентный человек берется управлять такой установкой, то его ошибки способны привести к тому, что компания понесет убытки в виде простоя, когда она не сможет выполнить в срок работы из-за поломки и последующего ремонта оборудования. Ремонт тоже очень дорог, порядка 50-10 тысяч долларов, если это импортное оборудование.

ВК: Более мощные колтюбинговые установки, такие как МК-40Т, требуют увеличения численности бригад, их обслуживающих. В Вашей компании такая закономерность наблюдается?

О.В.: Да, мы тоже, как и весь нефтесервисный рынок, идем по пути расширения бригад. Ведь заказчик хочет всё получить под ключ: передать подрядчику скважину и получить готовый продукт, когда будет выполнен целый комплекс работ. А для этого требуется большая бригада.

the load to special equipment, for example, to sliding frac sleeves.

СТТ: Recently, many respondents to our journal say that Russian oilfield services are going through hard times, they even call it "stagnation". In your opinion, what is hindering the development of our high-tech oil and gas service?

О.В.: First of all, I would like to note that the problems did not begin recently, but at the time when the USSR collapsed, namely, in 1990-2000. Since 2005, Russian oil and gas services have begun to develop more or less, and before that, for fifteen years, new specialists practically did not come to work in the industry, and as a result, a whole generation of petroleum engineers and designers who designed

На первый план выходит необходимость эффективного менеджмента, а также кадровая проблема.

The need for effective management comes to the fore, as well as the personnel problem.

equipment fell out. In fact, we work on equipment created in Soviet times, or on equipment, the main units of which are imported. Russian nitrogen units, which were produced 25 years ago, are still being produced. The progress has begun only recently, when a new generation of specialists has grown up. When those who came in 2000-2005 have gained experience, and now

they are starting to introduce their innovations. The resulting failure is slowly being overcome, but not all at once.

Another problem is that the prices for services are not growing, customers are optimizing the cost of work. In this regard, many service companies are experiencing difficulties in additional financing – there is not enough working capital. Here, the need for effective management comes to the fore, as well as the personnel problem, which I have already mentioned. Now it is very difficult to find qualified working personnel – operators of coiled tubing, pumping, nitrogen units. Educated people prefer to work in engineering positions. And the level of knowledge of those who do not have special education often does not allow working on the units worth a million dollars. If an incompetent person undertakes to manage such an unit, then his mistakes can lead to the fact that the company will incur losses in the form of downtime, when it cannot complete the work on time due to breakdown and subsequent repair of the equipment. Repair is also very expensive, about 50-10 thousand dollars if it is imported equipment.

СТТ: More powerful coiled tubing units, such as МК-40Т, require an increase in the number of crews serving them. Is this pattern observed in your company?

О.В.: Yes, we, like the entire oilfield services market, are following the path of expanding teams. After all, the customer wants to get everything on a turnkey basis: To transfer the well to the contractor and receive

ВК: Еще одна проблема, которую обсуждают, – неадаптированные, простаивающие колтюбинговые установки в ряде сервисных компаний. Развитие направления ГНКТ в компании «ФракДжет-Волга», на первый взгляд, идет с ней в разрез, не так ли?

О.В.: Проблема простоя части флотов, как говорят, «под забором», связана как раз с тем, что происходит техническое перевооружение отрасли на большие диаметры – мы уходим в тяжелые колтюбинговые установки. В связи с этим установки легкого и даже среднего класса оказываются невостребованными на рынке, потому что заказчик хочет получить универсальное решение – одну установку, которая способна выехать и на скважину небольшой глубины, небольшого диаметра, и на глубокую скважину. Конечно, понадобится перевооружение: нужно иметь две катушки ГНКТ разного диаметра, чтобы одной трубой обслуживать короткую скважину, а другой, например, с запасованным геофизическим кабелем, тут же провести ГИС. Сходил, переставил, отработал... Поэтому нерентабельно держать две бригады, одна из которых будет обслуживать установку легкого, а другая – тяжелого класса. Выгоднее иметь одну бригаду, обслуживающую одну мощную установку, способную проводить широкий спектр работ. Вот и происходит высвобождение установок прошлого поколения.

ВК: Долгое время самой популярной установкой была фидмашеская «двадцатка».

О.В.: Да, и у нас тоже длительное время основу парка составляли МК-20Т и МК-30Т. Сейчас уже мы выходим на установки с 45-тонными инжекторами. Мы движемся за рынком и должны быть готовы выполнять те работы, которые востребованы заказчиком.

ВК: Какие именно работы наиболее популярны в местах Вашей деятельности?

О.В.: На данный момент – фрезерование портов МГРП, поскольку сейчас основной прирост добычи нефти идет за счет многостадийного ГРП. Заказчик посчитал, как сегодня было озвучено с трибуны конференции, что эффективнее будет пробурить пять горизонтальных скважин протяженностью 2 км, чем десять горизонтальных скважин с длиной ствола в 1 км. Учитывалась экономия на кондукторе, технической колонне, эксплуатационной колонне и т. п. А по дебиту получается одинаково! Но в случае более протяженной скважины возникают технические сложности уже у подрядчика, которому приходится перевооружаться, а значит, нести немалые затраты, однако при неизменных

Проблема простоя части флотов связана с тем, что происходит техническое перевооружение отрасли на большие диаметры – мы уходим в тяжелые колтюбинговые установки. В связи с этим установки легкого и даже среднего класса оказываются невостребованными на рынке, потому что заказчик хочет получить универсальное решение.

The problem of downtime of a part of the fleets is connected with the fact that the industry is being reequipped to larger diameters – we are leaving for heavy coiled tubing units. In this regard, the units of light and even middle class turn out to be unclaimed on the market, because the customer wants to get a universal solution.

the finished product when a whole range of works is completed. And this requires a large team.

CTT: Another issue that is being discussed is idle coiled tubing units in a number of service companies. At first glance, the development of the CT line at FracJet-Volga runs counter to it, doesn't it?

О.В.: The problem of downtime of a part of the fleets, as they say, "under the fence", is connected precisely with the fact that the industry is being reequipped to larger diameters – we are leaving for heavy coiled tubing units. In this regard, the units of light and even middle class turn out to be unclaimed on the market, because the customer wants to get a universal solution – one unit that is capable of driving into a shallow well, a small diameter and into a deep well. Of course, re-equipment will be

required: You need to have two coiled tubing coils of different diameters in order to serve a short well with one CT, and with the other, for example, with a stored geophysical cable, to immediately conduct a GIS. I went, rearranged, worked... Therefore, it is unprofitable to keep two teams, one of which will serve the light class unit, and the other – the heavy class one. It is more profitable to have one crew serving one powerful unit capable of carrying out a wide range of work. So there is a release of the attitudes of the past generation.

CTT: For a long time, the most popular unit was the "twenty" produced by FIDMASH.

О.В.: Yes, and for a long time we also had МК-20Т and МК-30Т. Now we are starting to use the units with 45-ton injectors. We follow the market and must be ready to carry out the work required by the customer.

CTT: What kind of jobs are the most popular in the places of your activity?

О.В.: At the moment the most demanding job is milling of MSHF ports, since now the main increase in oil production is due to multistage hydraulic fracturing. The customer considered, as was announced today at the conference, that it would be more efficient to drill five horizontal wells with a length of 2 km than ten horizontal wells with a borehole of 1 km. Savings on the conductor, maintenance casing, production casing, etc. were taken into account. And the debit is the same! But in the case of a longer well, technical difficulties arise already for the contractor, who has to re-equip,

расценках на сервисные операции это может привести к кризису в отрасли.

ВК: В России все шире применяются технологии МГРП, не требующие участия колтюбинга. Пришел ли этот тренд к заказчикам Вашей компании?

О.В.: Да, у части заказчиков вытесняются технологии ГНКТ. Но далеко не у всех. Заказчики тоже анализируют рынок, и если бы все было безоблачно в применении технологий Plug & Perf и аналогичных им, то заказчики перешли бы на исключительно эти технологии. Также хотя и считается, что скважинный трактор – прямой конкурент ГНКТ, но себестоимость работ с трактором оказывается значительно выше, чем с ГНКТ. И, кроме этого, трактор имеет ограничения по функциональности проводимых скважино-операций. Поэтому, хотя и наблюдается определенное замещение ГНКТ в некоторых секторах рынка, но есть и несомненное развитие.

ВК: Что, по Вашему мнению, мешает развиваться высокотехнологичному нефтегазовому сервису в России?

О.В.: Я озвучил уже: первое – что у нас провалилось поколение. Второе – отсутствие доступа к дешевым деньгам. Даже несмотря на то, что кредитные ставки упали, все равно они остаются высокими по сравнению со ставками, с которыми работают иностранные сервисные компании. У нас ставки кредита значительно выше, чем у наших иностранных конкурентов, которые активно присутствуют на российском рынке, у которых есть доступ к новейшим технологиям и не было, как у нас, провальных времен. Препятствуют развитию западные санкции, ограничение доступа к прогрессивным технологиям как подрядчиков работ, так и производителей оборудования. Импортзамещения – в полном смысле этого слова – фактически нет. В этом плане предстоит тяжелая работа, и мы ее ведем – я говорю об ESTM. Также мы являемся производителями интеллектуальных заканчиваний, которые как сами применяем, так и поставляем заказчику. Мы производим эту продукцию на территории России, благодаря чему можем снизить стоимость данного оборудования и поднять уровень отечественного производства.

ВК: Ваши пожелания коллегам из других российских компаний.

О.В.: У нас конкурентная среда, но я желаю всем найти свою нишу и развиваться на благо России.

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

which means that they incur considerable costs, but with unchanged prices for service operations, this can lead to a crisis in the industry.

CTT: Russia is increasingly using multistage hydraulic fracturing technologies that do not require coiled tubing. Has this trend reached your company's customers?

O.V.: Yes, coiled tubing technologies are being squeezed out by some customers. But not all of them. Customers also analyze the market, and if everything was clear in the application of Plug & Perf technologies and similar ones, then customers would switch to exclusively these technologies. So, although it is believed that the downhole tractor is a direct competitor to the CT, but the cost of work on the tractor is considerably higher than with CT. And more over, the

Эффективнее будет пробурить пять горизонтальных скважин протяженностью 2 км, чем десять горизонтальных скважин с длиной ствола в 1 км.

It would be more efficient to drill five horizontal wells with a length of 2 km than ten horizontal wells with a borehole of 1 km.

tractor has limitations on functionality conducted wells-operations. Therefore, although there is a certain substitution of coiled tubing in some market sectors, there is also an undoubted development.

CTT: What, in your opinion, hinders the development of high-tech oil and gas services in Russia?

O.V.: I have already announced: the first is that our generation has failed. The second is the lack of access to easy money. Even though the lending rates have dropped, they still remain high compared to the rates with which foreign service companies work. Our loan rates are significantly higher than those of our foreign competitors, which are actively present in the Russian market, who have access to the latest technologies and did not have failed times. Western sanctions impede development, restricting access to advanced technologies for both contractors and equipment manufacturers. There is virtually no import substitution in the full sense of the word. In this regard, hard work lies ahead, and we are doing it – I'm talking about ESTM. We are also manufacturers of intelligent completions, which we both use ourselves and supply to the customer. We manufacture these products in Russia, so we can reduce the cost of this equipment and to raise the level of domestic production.

CTT: Your wishes to colleagues from other Russian companies.

O.V.: We have a competitive environment, but I wish everyone to find their niche and develop for the good of Russia.

Interviewer – Halina Bulyka, Coiled Tubing Times

Установка КОЛТЮБИНГОВАЯ МК30Т-50



Установка колтюбинговая МК30Т (МК30Т-50) производства СЗАО «ФИДМАШ» смонтирована на полноприводном шасси (10х10) и представляет собой полный комплект оборудования для работы с безмуфтовой длинномерной трубой (БДТ). Предназначена для БДТ диаметром 44,45 мм, но может также работать с БДТ диаметром 50,8 мм. Зимний пакет и кондиционеры в обеих кабинах.

Данная установка является эффективным решением для бездорожья, работы в тяжелых условиях, при низких температурах, обладает большой емкостью трубы и характеризуется легкостью монтажа.



Технические характеристики

Шасси	МЗКТ 10х10
Максимальное тяговое усилие инжектора, кН (кгс)	355 (36 200)
Максимальная длина БДТ на барабане, м	
при диаметре БДТ 38,1 мм (толщина стенки переменная)	7000
при диаметре БДТ 44,45 мм (толщина стенки до 4,0 мм)	5500
при диаметре БДТ 50,8 мм (толщина стенки до 5,2 мм)	3800
Максимальная масса БДТ, допускаемая конструкцией, кг	23 000
Максимальное рабочее давление, МПа	70
Габаритные размеры, мм, не более (L x W x H)	15 200 x 2 550 x 4 490

MK30T-50 Coiled Tubing Unit



The Fidmash™ MK30T (MK30T-50) coiled tubing unit (CTU) is mounted on an 10x10 all-wheel drive chassis and represents a complete set of equipment for coiled tubing operations. Dressed for 1.75 in., this unit can run coiled tubing up to 2 in. in diameter. Air-conditioned cabins and fully winterized design.

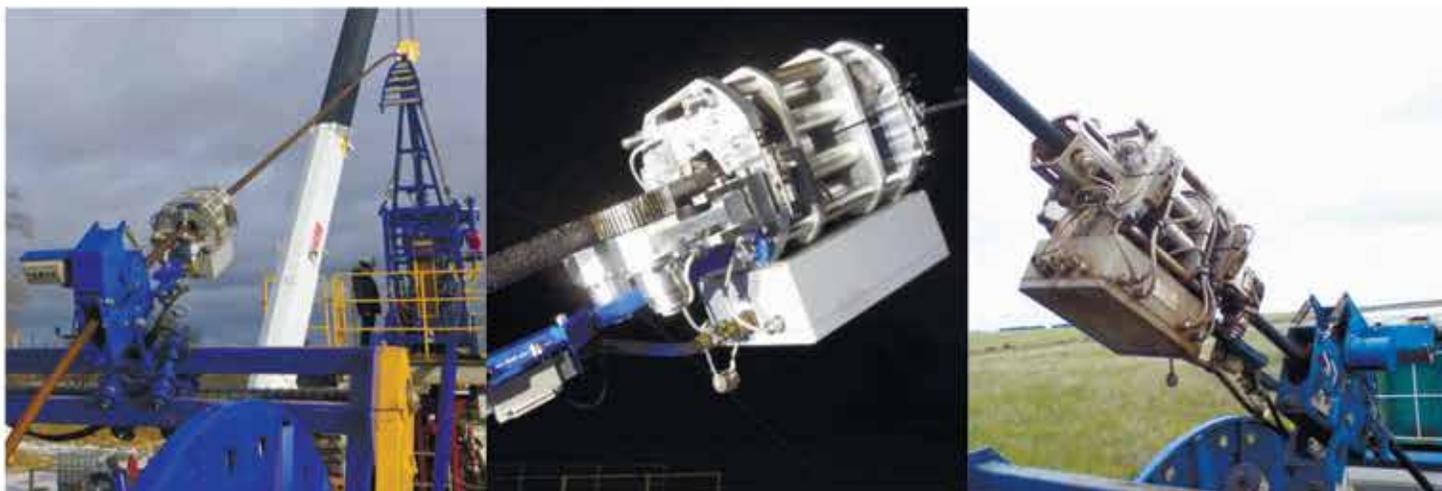
This CTU is an efficient solution for off-road, all-terrain travel, heavy-duty service, cold weather conditions, high-payload capacity, and features an easy-to-mount layout.

Technical specifications

Chassis	MZKT 10x10
Maximum injector pull, kg	36 200
Reel capacity, m	
1½-in. (38.1-mm) OD coiled tubing (tapered wall)	7 000
1¾-in. (44.45-mm) OD coiled tubing (wall thickness up to 0.157 in.)	5 500
2-in. (50.8-mm) OD coiled tubing (wall thickness up to .205 in.)	3 800
Maximum coiled-tubing weight, kg	23 000
Maximum working pressure, MPa	70
Overall dimensions (L x W x H), mm	15 200 x 2 550 x 4 490
Weight, kg	5 000



ДЕФЕКТОСКОП ГИБКОЙ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНОЙ ТРУБЫ



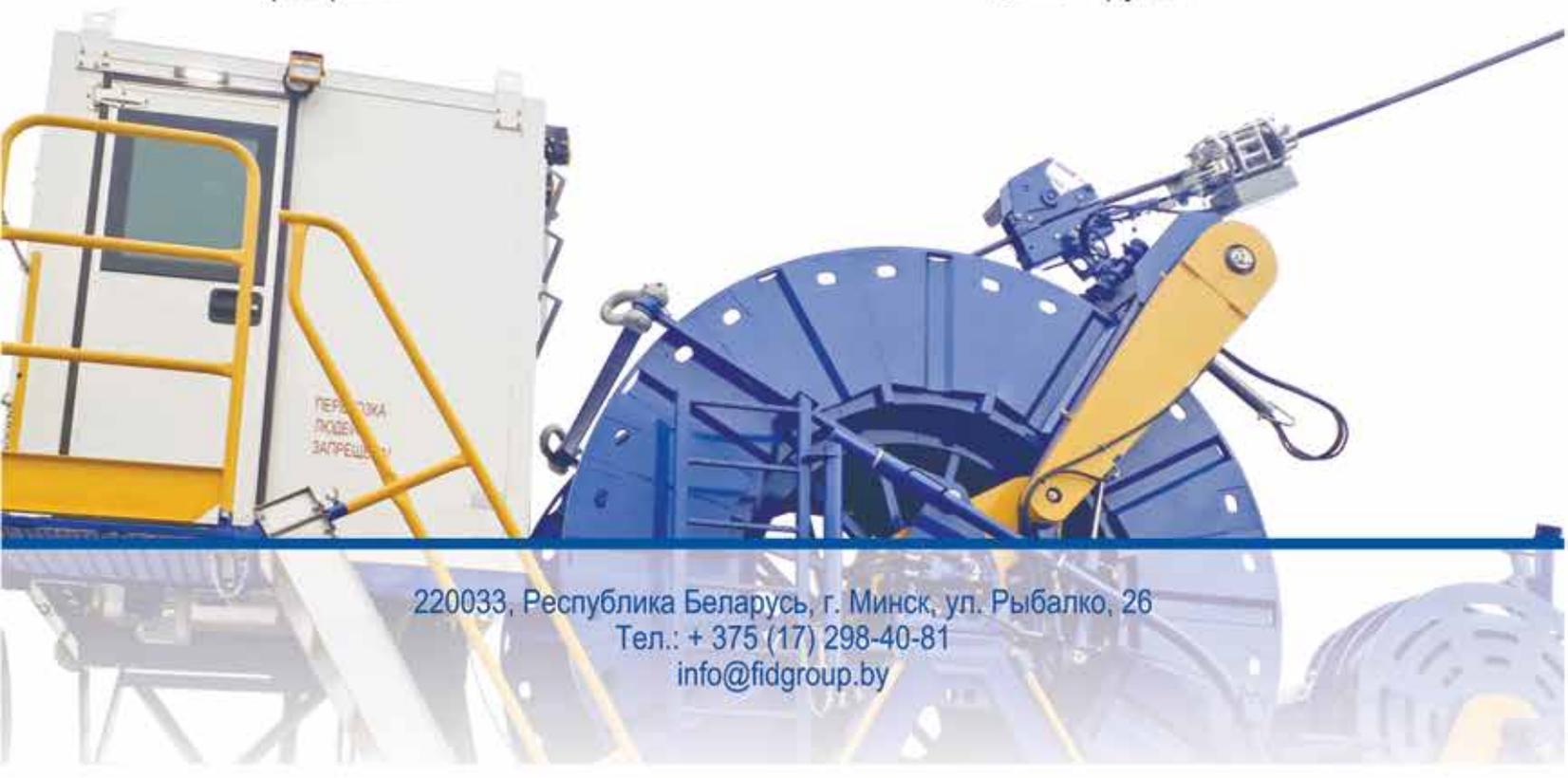
Определение реального состояния гибкой насосно-компрессорной трубы на всех этапах её использования.

Выявляемые дефекты:

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

Контролируемые параметры:

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



ЭСТМ осваивает новые горизонты

ESTM Gains New Grounds

На вопросы журнала «Время колтюбинга. Время ГРП» отвечает Р.Р. Салдеев, директор по продажам ЭСТМ.

Руслан Ранитович Салдеев родился 28 января 1979 года в Башкирской АССР. С отличием окончил Уфимский нефтяной университет по специальности «бурение нефтяных и газовых скважин». Трудовую деятельность начал в 2001 году на Крайнем Севере инженером производственно-технического отдела вновь созданного управления интенсификации и ремонта скважин (УИРС) ООО «Ямбурггаздобыча». Работал в различных должностях в западных сервисных компаниях в области ГНКТ и повышения нефтеотдачи пластов. С 2011 по 2017 год являлся ведущим инженером по добыче газа в компании «Сауди Арамко», где руководил группой инженеров, занимающихся разработкой пяти газовых месторождений на юге Восточной провинции Саудовской Аравии. В зону ответственности группы входили вопросы сопровождения бурения, выбора типа заканчивания скважин, разработка программы освоения скважины, включая проведение ГРП, интенсификации притока, разбуривания портов и пробок в МГРП и др. С ноября 2017-го работает директором по продажам недавно созданного предприятия ЭСТМ, российского производителя ГНКТ.



Coiled Tubing Times interviews Ruslan Saldeev, Sales Director, ESTM LLC.

Ruslan Saldeev was born on January 28, 1979 in Bashkirskaya ASSR. He got a degree with honors from Ufa State Petroleum University majoring in Drilling of Oil and Gas Wells. His career started in 2001 in the Far North where he worked as an engineer at the Department of Well Stimulation and Workover, Yamburggasdobycha LLC. Then he worked at several western oil & gas servicing companies as a CT and EOR expert. In 2011-2017, Saldeev was a Chief Engineer with Saudi Aramco where he led a group of engineers developing five gas fields in the south of the Eastern Province of Saudi Arabia. The scope of the group's responsibilities included drilling services, selecting well completion methods, well development program design, including fracturing, well stimulation, port and plug drilling in multistage fracturing, etc. In November 2017, he joined a newly established company – ESTM LLC, a Russian CT manufacturer.

«Время колтюбинга»: Руслан Ранитович, в декабре 2020-го исполнится три года со дня открытия завода ЭСТМ. Расскажите, пожалуйста, о достижениях предприятия за этот период.

Руслан Салдеев: За это время было сделано очень многое, мы постоянно движемся вперед. В первую очередь надо отметить, конечно, растущий уровень доверия к нашей продукции со стороны все большего количества сервисных и нефтяных компаний. В первое время многие очень настороженно относились к новому производителю гибкой трубы. Компании ждали отзывов первых покупателей, чтобы принять решение. Могу сказать, что всего за три года нам удалось заработать репутацию производителя ГТ мирового уровня, не уступающей по качеству и надежности продукции зарубежных конкурентов.

ВК: Какие новые виды продукции выведены компанией на рынок?

Р.С.: Постановку на производство и серийный выпуск в 2018 году начали с наиболее востребованных сортаментов. Таковыми были ГНКТ диаметром 38,1 и 44,5 мм с толщинами стенок до 4,0 мм групп прочности от СТ70 до СТ90. Целями по запуску новых видов продукции на 2021 год по итогам маркетинговых исследований стало освоение новых видов продукции с расширением сортаментной части по диаметрам и группам прочности. В 2019 году освоены и поставлены на производство

Coiled Tubing Times: Mr. Saldeev, in December 2020, ESTM will be celebrating its third anniversary. May I ask you about your latest achievements?

Ruslan Saldeev: We are constantly moving forward, and these past three years brought in a lot of new accomplishments. First of all, I cannot but mention that more and more oil & gas companies trust our products. When we just opened some prospective customers were wary of a new CT manufacturer. They were waiting for the first reviews to come out, which would help them make a decision. It took us only three years to gain the reputation of a reliable first-class coiled tubing manufacturer on par with the best global companies in the industry.

Всего за три года нам удалось заработать репутацию производителя ГТ мирового уровня, не уступающей по качеству и надежности продукции зарубежных конкурентов.

It took us only three years to gain the reputation of a reliable first-class coiled tubing manufacturer on par with the best global companies in the industry.

CTT: What new products have been introduced?

RS: When the mill opened in 2018, we launched the most common products, namely sizes 1 1/2" and 1 3/4" with wall thickness up to 0.16", and grades CT70 to CT90. Then the marketing study defined the new goals for 2021 and we added more diameters and grades to our product range. In 2019, ESTM started the production of larger OD tubes, i.e. 2" and 2 3/8" with grades up to CT 100, and most importantly suitable for severe environments (operation temperatures to

ГНКТ диаметрами 50,8 и 60,3 мм с группами прочности до СТ100 в хладостойком исполнении (эксплуатация при температурах до минус 60 °С), а также освоена технология оснащения ГНКТ геофизическим кабелем.

В текущем году перед нами стоят цели по освоению выпуска ГНКТ диаметрами 31,8, 33,5, 66,7 и 73,0 мм с толщинами стенок до 5,2 мм и групп прочности до СТ110. План освоения новых видов продукции на 2020 год выполнен на 90%, на текущий момент осталось освоить выпуск ГНКТ группы прочности СТ110.

Параллельно с основным производством ГНКТ выполняется НИОКР по теме «Разработка и производство новых видов насосно-компрессорных труб с повышенными эксплуатационными характеристиками». На 2021 год перед нами стоят планы о постановке на серийное производство ГНКТ коррозионностойкого исполнения. Целью данной работы является предложение потребителю ГНКТ, стойких к кислотному и сероводородному воздействию. При использовании однотипных технологий сварки произведены опытные образцы ГНКТ из рулонного проката двух производителей: «Арселор Миттал» (Франция) и ПАО «Северсталь» (Россия). Образцы ГНКТ из сырья обоих производителей успешно прошли испытания на стойкость к сульфидному коррозионному растрескиванию под напряжением по методу С ANSI/NACE TM 0177. Для получения максимально возможного сбора информации для испытаний

Освоены и поставлены на производство ГНКТ диаметрами 50,8 и 60,3 мм с группами прочности до СТ100 в хладостойком исполнении (эксплуатация при температурах до минус 60 °С), а также освоена технология оснащения ГНКТ геофизическим кабелем.

ESTM started the production of larger OD tubes, i.e. 2" and 2 3/8" with grades up to CT 100, and most importantly suitable for severe environments (operation temperatures to -60 °C / -76 °F). To better meet our customers' needs, we also introduced wireline injection.

-60 °C / -76 °F). To better meet our customers' needs, we also introduced wireline injection.

Our target for this year was to set up the manufacture of both smaller – 1 1/4", 1 5/16", and larger sizes – 2 5/8", 2 7/8" with wall thicknesses up to 0.2" and grades up to CT110. The 2020 plan is now 90% completed. At the moment, we are developing the CT110 grade.

Apart from that, the company is implementing a research and development program on 'New CT types featuring improved performance'. In 2021, we are to start mass production of corrosion resistant coiled tubing. Our goal is to offer our customers a significant improvement in acid and hydrogen sulfide resistance over conventional CT strings. So far, we have obtained prototypes made of hot-rolled steel of French (ArcelorMittal) and Russian (Severstal) fabrication. These prototypes have shown

impressive results in the sulfide stress cracking tests by С ANSI/NACE TM 0177. For these tests, we had samples cut out to include the intersection of bias (skelp-end) and electric (longitudinal) seam welds. The samples



были отобраны образцы труб с пересечениями поперечных швов концов рулонов с продольным швом ГНКТ. Для оценки стойкости ГНКТ к кислотной коррозии разработана установка по аналогии с установкой для испытаний на циклическую усталость. Данная установка имитирует работы по кислотной обработке скважин, то есть в образец ГНКТ с поперечным (косым) швом прокачиваются кислотные составы при заданной температуре и давлении.

ВК: Вы упомянули испытания на циклическую усталость. Расскажите о них подробнее.

Р.С.: У нас имеется установка для знакопеременных циклических испытаний, она разработана и построена своими силами, отвечает международным требованиям и позволяет испытывать весь спектр диаметров ГТ с одновременным созданием внутреннего давления до 1000 атм. Хочу добавить, что установка не простаивает, а постоянно находится в работе. Мы ведем испытания и уже наработали большой статистический материал для ГТ диаметров от 31,8 до 60,3 мм с разными внутренними давлениями испытаний. Мы делимся нашими данными с разработчиками симуляционного колтюбингового ПО для учета наработки наших труб в их программных продуктах.

ВК: С какими трудностями Вы столкнулись в этом году?

Р.С.: Этот год стал тяжелым испытанием для очень многих, и не только в нефтяной промышленности, а вообще в мире. Пандемия, закрытие границ, кризис в связи с падением цен на нефть и резким сокращением объема сервисных услуг, рост курсов иностранных валют... Всё это, конечно, не могло не привести к корректировке в наши планы. Начались существенные задержки с поставкой сырья на завод с связи с пандемией, особенно поставки из Европы. При этом хочу отметить, что мы пока не ощущаем большого падения спроса на нашу продукцию. Несмотря на снижение в 2020 году объемов бурения и сервисных услуг, наши покупатели продолжают приобретать гибкую трубу.

ВК: Какова политика компании на российском рынке?

Р.С.: По нашему мнению,

were placed in a machine designed by our team to imitate acidizing operations in a well by pumping acid fluids inside a pipe at specified temperatures and pressures. The machine works pretty much like a low cycle fatigue testing machine.

CTT: Now that you have mentioned fatigue testing, could you expand on that?

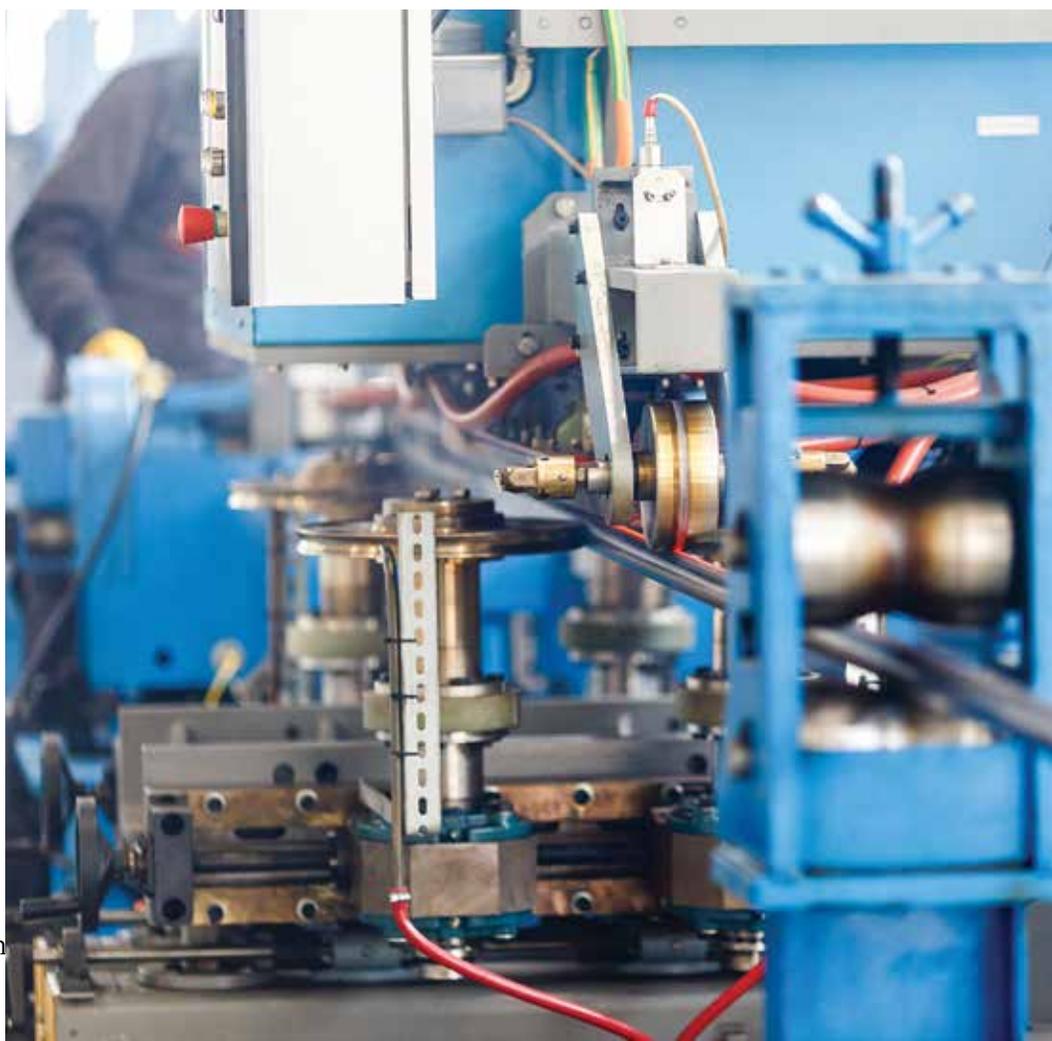
RS: We have a low cycle fatigue testing machine designed and built by ESTM engineering team to test the whole range of sizes and wall thicknesses to the pressure inside the tube of up to 15,000 psi. The machine meets international standards and has been approved by the international expert community. Thus, we are collecting a database of test results covering various sizes, from 1 1/4" to 2 3/8" OD at different internal pressures. The project also involves third party validation and fatigue model development followed by incorporation of the ESTM model in the latest versions of CT data acquisition software.

CTT: What are the challenges you faced in 2020?

RS: This year has been tough on many oil & gas companies –

Перед нами стоят планы о постановке на серийное производство ГНКТ коррозионностойкого исполнения. Целью данной работы является предложение потребителю ГНКТ, стойких к кислотному и сероводородному воздействию.

In 2021, we are to start mass production of corrosion resistant coiled tubing. Our goal is to offer our customers a significant improvement in acid and hydrogen sulfide resistance over conventional CT strings.



используемая в Российской Федерации гибкая труба должна на 100% быть произведенной у нас в стране. Причем должны действовать исключительно рыночные методы: сочетание высокого качества и конкурентной цены. Мы уверены, что это реально достижимая 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 компании РФ и стран СНГ покупать трубу только у нас.

ВК: Расскажите о сертификации вашей продукции и о проводимых заказчиками аудитах производства.

Р.С.: За время существования нашего предприятия у нас побывало большое количество гостей – как покупателей трубы, так и различных auditors. В 2019 году наше предприятие получило сертификат соответствия системы менеджмента качества в системе ИНТЕРГАЗСЕРТ согласно требованиям СТО Газпром 9001 – 2018, а в текущем году система менеджмента качества сертифицирована API на соответствие требованиям API Q1 и ISO 9001:2015 применительно к проектированию, производству и поставке ГНКТ для нефтяной и газовой отрасли. В большинстве случаев перед заключением договоров на поставку продукции покупателем

Несмотря на снижение в 2020 году объемов бурения и сервисных услуг, наши покупатели продолжают приобретать гибкую трубу.

Despite a notable decrease in drilling and oil & gas servicing operations around the globe, our customers order coiled tubing.

generally speaking, it put everyone to test, not only in this country. The pandemic, closed borders, economic slowdown, oil price drop, currency fluctuations, you name it. It couldn't but affect our plans.

The Covid-19 pandemic meant significant delays in material supply from Europe. It was a heavy blow given the fact that the

demand for our products was hardly in decline. Despite a notable decrease in drilling and oil & gas servicing operations around the globe, our customers order coiled tubing.

СТТ: What is the company policy on the Russian market?

RS: We believe that 100% of coiled tubing used in Russia shall be made in Russia. And that is something to be achieved solely by employing market instruments, namely high quality and competitive prices. And this goal is attainable. How can we better serve our customers? By offering them unrivalled economic and logistic solutions. ESTM was built in Uzlovaya Special Economic Zone in Tula Region, which gives us apparent financial advantages and the favourable location that expedites fast delivery. We serve our customers by delivering reliable high-quality tubes at good prices, and fast. Therefore, our policy is to convince Russian and CIS companies to opt for CT strings made by ESTM.



проводятся технические аудиты. Мы всегда открыты для демонстрации своих возможностей и проверки со стороны потребителей продукции.

ВК: Какие дизайны гибкой трубы наиболее востребованы? В каком направлении в плане дизайна ГНКТ движется рынок?

Р.С.: Прослеживается явная тенденция на более сложные дизайны труб: востребована ГТ с переменной толщиной стенки, так называемая темпированная труба. Некоторые скважины со сложной геометрией требуют очень интересные дизайны, когда стенка в нижней части трубы минимальной толщины, около 3 мм, затем к средней части трубы утолщается до 4,8 и даже 5,2 мм, а затем вновь уменьшается до 4,0 мм к верхней части трубы. С помощью этих ухищрений с толщинами стенок каждой секции удается снизить общий вес трубы и добиться более глубокого спуска в горизонтальный участок скважины. Нашим предприятием освоен выпуск темпированных труб различных дизайнов, и наши инженеры могут помочь с подбором дизайна ГТ для сложных скважин с помощью специализированного программного обеспечения.

ВК: Какой материал (штрипс) Вы используете? Как показал себя штрипс российских производителей?

Р.С.: Первоначально мы использовали исключительно штрипс западных производителей как надежно зарекомендовавший себя в мировой практике колтюбинга. Однако с первых дней мы начали работу и с российскими производителями металла, стали закупать опытные партии для собственных испытаний и сравнения с иностранными образцами. Работая в тесном контакте с инженерно-технологической группой ПАО «Северсталь», обращая внимание металлургов на недостатки, выявленные в каждой опытной партии стали, совершая регулярные совместные поездки на их и наше производство, мы постепенно добились того, что рецептура стали, ее механические свойства и все параметры совпадают с западным металлом. В одном из своих прошлых интервью я отмечал, что у нас строжайшая система входного контроля всех поступающих материалов. В отношении штрипса это выражается в том, что, независимо от производителя, мы проверяем весь металл на соответствие заявленным параметрам, любая несоответствующая партия бракуется и не идет в производство гибкой трубы. Мы убедили нескольких наших заказчиков попробовать использовать трубу из российской стали, отгрузили уже более 100 труб и пока получаем только положительные отзывы. Так что

Прослеживается явная тенденция на более сложные дизайны труб: востребована ГТ с переменной толщиной стенки, так называемая темпированная труба.

Tapered strings are becoming increasingly popular with our customers as complicated well geometry and extended reach wells demand customized designs.

CTT: What can you tell us about certification of your products and customer audits?

RS: These three years, we had the pleasure of welcoming many guests – prospective customers and auditors. In 2019, we were granted an INTERGAZSERT Certificate of Conformity to STO Gazprom 9001–2018, and it was in 2020 that our Quality Management System was assessed by the American Petroleum Institute (API) and found to conform to API Spec Q1 and ISO 9001:2015. The scope of certification applies to design, manufacture, and supply of coiled tubing to the oil and gas industry. As you know, it is common

practice to visit the manufacturing facilities and conduct technical audits before signing a contract, and ESTM welcomes customers to demonstrate our manufacturing facilities.

CTT: What string designs are most popular? Are there any tendencies in terms of design?

RS: They are getting more and more sophisticated, challenging, and interesting. Tapered strings are becoming increasingly popular with our customers as complicated well geometry and extended reach wells demand customized designs. One example is a CT string with the wall thickness in the downhole section of around .12", then it incrementally increases to .19" or even .20" in the middle section, with a subsequent reduction to .16" in the upper section of the tube. What is the point of these maneuvers? It makes the string less heavy and thus allows it to reach deviated sidetracks of the well.

ESTM makes tapered strings of various types, and our engineers can select the best design for your application.

CTT: What material (steel strip) do you use to make coiled tubing? Are there any Russian steelmakers on your list of approved vendors?

RS: I must admit that we did not immediately take to using Russian hot-rolled steel for our products. We started off with reputable international steelworks, but from the very beginning we placed trial orders with Russian suppliers and conducted large-scale comparative testing of national and foreign coils. And today we are pleased to announce our cooperation with PAO Severstal – a group which demonstrated impressive results in developing and improving the steel composition and mechanical properties to be identical to those of the international rolled steel.

In one of my previous interviews I was asked about the incoming inspection at ESTM. We have implemented a system of stringent control. Every coil of slit hot-rolled steel is checked for compliance to the material certificate with every non-conforming batch rejected and not used in the final product. Several of our customers have agreed to try out CT strings made of Russian steel, we have shipped over one hundred coils,

труба из отечественного металла получается у нас не хуже труб из импортных материалов.

ВК: Сотрудничаете ли вы с производителями программных продуктов для моделирования работ на ГНКТ («Церберус», «Медко»), есть ли ваши трубы в их базах данных?

Р.С.: Современный рынок требует, чтобы базы данных колтюбингового программного обеспечения для моделирования работ на скважинах содержали данные на гибкие трубы производителя, мы это прекрасно понимаем, поэтому ведем работу с основными производителями симуляционного софта. Работа эта довольно продолжительная, потому что требуются данные циклических нагрузок разных диаметров труб и под разными давлениями. Пока рано говорить о результатах и сроках выполнения этого проекта, надеюсь, что к следующему интервью или публикации я смогу подробнее об этом рассказать.

ВК: Благодарим Вас за уделенное время и исчерпывающие ответы на наши вопросы. Желаем Вашему предприятию процветания и успехов!

Р.С.: Спасибо вашему изданию за приглашение на интервью и предоставленную возможность поделиться информацией о нашем заводе! Успехов вам!

Вела беседу Марина Куликовская,
«Время колтюбинга. Время ГРП»

and so far all the reviews have been positive. Which means that tubes made of Russian metal are just as good as those produced of imported steel.

CTT: Do you work with CT modeling software development companies like Cerberus and Medco? In other words, do you have your tubes in their databases?

RS: The market demands that every tube making plant has fatigue models generated and released with the modeling systems, and we are aware of that. We cooperate with the main software developers to have our data integrated into their tools. It takes time to obtain the comprehensive body of cyclic bending test results for all the diameters and pressures. It might be a bit early to set a deadline for this project to be completed but I am sure that by the time we meet again for an interview, I will have some good news on that.

CTT: Let me thank you for finding time to meet with Coiled Tubing Times. My best wishes of prosperity and success to ESTM!

RS: Thank you for having me here, I appreciate the opportunity to share with you some of our latest achievements. Let me wish you every success in your work!

Interviewer – Marina
Kulikovskaya, Coiled Tubing
Times

С помощью ухищрений с толщинами стенок каждой секции удается снизить общий вес трубы и добиться более глубокого спуска в горизонтальный участок скважины.

It makes the string less heavy and thus allows it to reach deviated sidetracks of the well.



Модернизация первоклассного уровня – новое оборудование на заводе ШИНДА

Upgrade to Excellent – New Equipment at Shinda Plant



Линь ЮКУИН, генеральный директор, «ШИНДА»;

П.Л. ЕГОРОВ, д. т. н., генеральный директор, «ШИНДА Тюбинг Солюшнс»

Lin Yue QING, General Manager, SHINDA (TANGSHAN) CREATIVE OIL & GAS EQUIPMENT CO., LTD

Pavel EGOROV, PhD, General Manager, Shinda Tubing Solutions Ltd

Рынок сервисов на базе ГНКТ в настоящее время сталкивается с новыми вызовами и требованиями. Усложнение операций, увеличение диаметров применимых труб и одновременно с этим жесткая конкуренция между производителями за цену ставит перед производителями непростые задачи. Компания SHINDA (TANGSHAN) CREATIVE OIL & GAS EQUIPMENT CO., LTD неуклонно следует своей стратегии развития и ориентируется на использование современных технологий производства труб, инновационных процессов и самого современного оборудования и технологий при жесточайшем контроле качества продукции.

Программа обновления и модернизации оборудования на заводе SHINDA (TANGSHAN) CREATIVE OIL & GAS EQUIPMENT CO., LTD была запущена год назад, летом 2019 года. В рамках этой программы проведен анализ производственных «узких мест», которые по тем или иным причинам влияют на качество и ресурс готовой продукции. Одновременно с этим программа предусматривала запуск оборудования, позволяющего производить новые, уникальные виды продукции. Основными направлениями инвестиций в рамках этой программы стали проектирование и запуск новой линии для производства ГНКТ больших диаметров и грейдов до 160.

Компания SHINDA (TANGSHAN) CREATIVE OIL & GAS EQUIPMENT CO., LTD имеет квалифицированный штат сотрудников, среди которых – доктора и кандидаты наук, инженеры-исследователи, а также долгий и успешный опыт совместной работы с Китайской академией наук. При проектировании новой производственной линии многие разработанные и использованные технологии были защищены патентами, которые получили подтверждение и в Патентном ведомстве России.

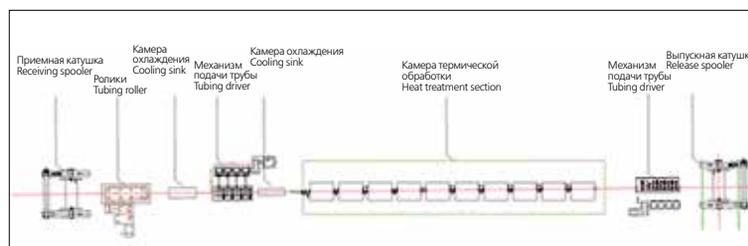
Отдельно хотелось бы остановиться на

CT-based services market currently faces new challenges and requirements. More complex operations, larger tubing diameters and harsh price competition – all this sets the bar quite high for tubing manufacturers. SHINDA (TANGSHAN) CREATIVE OIL & GAS EQUIPMENT CO., LTD firmly sticks to its development strategy and focuses on utilizing modern manufacturing technologies, innovative processes and state-of-the-art equipment with strict quality control.

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

SHINDA (TANGSHAN) CREATIVE OIL & GAS EQUIPMENT CO.,LTD employs highly-qualified personnel, including PhDs, and has a long-standing cooperation history with the Chinese Academy of

Принципиальная схема новой линии Layout of the new production line





втором проекте – модернизации участка косых сварочных швов. Для трубы с увеличенными грейдами чрезвычайно важна структура металла после сварки. С учетом важности этого параметра и для обычных ГНКТ была проведена огромная исследовательская работа и проработка замены технологического оборудования и средств контроля. На участке косых швов полностью заменена технология и оборудование, на 70% обновился персонал, включая руководителя подразделения и технолога. Проведены как расчетные, так и испытательные исследования, и на основании этой огромной работы полностью обновлены параметры сварки. Введен 100%-й контроль каждого сделанного шва, работы автоматизированы и контролируются искусственным интеллектом.

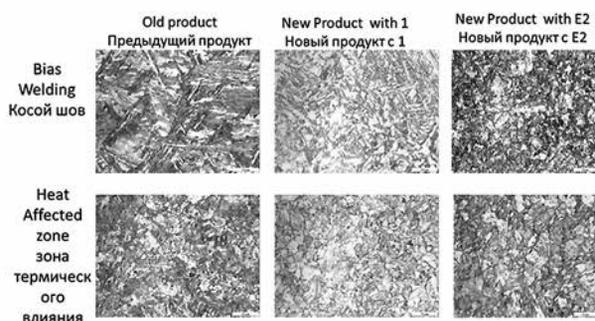
Все это позволило получить гарантированные параметры сварочного шва и уверенность в надежности как косых швов, так и ГНКТ всех грейдов от компании SHINDA (TANGSHAN) ▶

Sciences. When designing the new production line, many technologies were protected by patents which were acknowledged by the Russian Patent Office.

We would like to make a special focus on the second part of the project – upgrading the bias welding station. In coiled tubing with large OD and higher steel grades preserving metal structure after welding is of critical importance. Since this parameter is also important for conventional CTs, the company conducted comprehensive research work to upgrade equipment and means of quality control. All the equipment and technology were completely replaced at the bias welding station; 70% of personnel is also new, including head of the department and process engineer. Modelling and tests were conducted, based on which welding parameters were completely upgraded. The company introduced 100% control of each and every bias weld. Welding process is fully automated and AI-monitored.

All the abovementioned activities allowed ▶

Результаты металлографических исследований Metallographic examination results



CREATIVE OIL & GAS EQUIPMENT CO., LTD.

Оба проекта запущены в мае 2020 года и уже были оценены некоторыми нашими партнерами, мы ожидаем, что в ближайшее время наши российские партнеры оценят новый уровень качества и надежности ГНКТ от компании SHINDA (TANGSHAN) CREATIVE OIL & GAS EQUIPMENT CO., LTD.

Выше представлены сравнительные результаты обычного шва и шва после модернизации оборудования, где проект 1 – это модернизация оборудования и технологии сварки косых швов и E2 – новая линия производства ГНКТ с повышенными грейдами.

Все эти наработки позволяют нам с уверенностью смотреть в будущее по продвижению базовой продукции компании SHINDA (TANGSHAN) CREATIVE OIL & GAS EQUIPMENT CO., LTD ГНКТ всех марок сталей и комплектаций на рынок России и стран СНГ, а также подтвердить наше твердое намерение продвигать на рынок надежные и качественные интеллектуальные системы на базе ГНКТ, капиллярных трубок и кабельной продукции. (ICCT, Flat packs, Encapsulated cable, UMBILICAL cables, Umbilical Tubing, trans Coils and etc). Компания SHINDA (TANGSHAN) CREATIVE OIL & GAS EQUIPMENT CO., LTD имеет глобальный опыт по разработке и производству специальных трубных систем на основе ГНКТ как из стандартных марок сталей, так и из нержавеющей сталей специальных марок и открыта к сотрудничеству и совместной технологической проработке и изготовлению сложных интеллектуальных систем.

И напоследок мы бы хотели проинформировать, что в России зарегистрирована дочерняя компания – «ШИНДА Тюбинг Солюшнс», которая будет осуществлять все операции от имени SHINDA (TANGSHAN) CREATIVE OIL & GAS EQUIPMENT CO., LTD в России и странах СНГ. ☺

Результаты испытаний на усталость Test results Fatigue

	Base Tube Базовая труба	Old product предыдущий продукт		New Product with 1 Новый продукт с 1		New Product with E2 Новый продукт с E2	
		Bias Weld Косой шов	% to base tube % к базовой трубе	Bias Weld Косой шов	% to base tube % к базовой трубе	Bias Weld Косой шов	% to base tube % к базовой трубе
ST70	145	112	77%	131	90%		
ST70	165	121	73%	142	86%		
ST80	161	131	81%	142	88%		
ST80	191	152	80%	169	88%		
ST80	105	78	74%	92	88%		
ST90	240	192	80%	221	92%	241	100.42%
ST90	202	148	73%	172	85%	200	99.01%
ST90	138	107	78%	112	81%	142	102.90%
ST100	253	187	74%	213	84%	249	98.42%
ST100	210	163	78%	174	83%	201	95.71%
ST100	145	110	76%	121	83%	140	96.55%
ST110	270	213	79%	231	86%	260	96.30%
ST110	224	167	75%	187	83%	212	94.64%
ST110	155	111	72%	121	78%	142	91.61%

achieving guaranteed quality parameters of weld seams and ensuring reliability of bias welds as well as CTs of all grades produced by SHINDA (TANGSHAN) CREATIVE OIL & GAS EQUIPMENT CO., LTD.

Both projects were launched in May 2020 and have already been highly appreciated by some of our partners. We expect that in the near future our Russian partners will experience new level of quality and reliability of coiled tubing manufactured by SHINDA (TANGSHAN) CREATIVE OIL & GAS EQUIPMENT CO., LTD.

Above you may find the comparative analysis of the conventional weld and the upgraded weld, where project 1 is bias welding equipment and technology upgrade and E2 is a new line to manufacture CTs of higher grades.

All the changes allow us to be confident about future sales of basic products manufactured by SHINDA (TANGSHAN) CREATIVE OIL & GAS EQUIPMENT CO., LTD and promotion of coiled tubing of all steel grades and configurations to the Russian and CIS markets, as well as to reiterate our commitment to supply reliable and high-quality smart systems based on coiled tubing technology, capillary tubes and cable products (ICCT, Flat packs, Encapsulated cable, UMBILICAL cables, Umbilical Tubing, trans Coils and etc). SHINDA(TANGSHAN) CREATIVE OIL & GAS EQUIPMENT CO., LTD has global experience in developing and manufacturing CT-based tubing systems from both standard steel grades and special stainless-steel grades, and is open for cooperation and joint design and production of complex intelligent systems.

At the end we would like to inform our readers that a subsidiary company – SHINDA Tubing Solutions – was registered in Russia; it will act on behalf of SHINDA(TANGSHAN) CREATIVE OIL & GAS EQUIPMENT CO.,LTD on the territory of Russia and CIS. ☺



- 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



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

В перечень производимых нами реагентов входят:

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

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

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

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

НАШИ КОНТАКТЫ:

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

Телефоны: 8 (8482) 55-72-56, 63-36-97

E-mail: info@n-ts.ru

Адрес в Сети: www.n-ts.ru

Будем рады сотрудничеству!



ПРОИЗВОДСТВО ЖИДКОГО АЗОТА НА МЕСТОРОЖДЕНИИ

Мобильные воздухоразделительные установки

ПРЕИМУЩЕСТВА ON-SITE:

- ✓ заказчик оплачивает только стоимость газа;
- ✓ заказчик не несет капитальные затраты, связанные со строительством установки;
- ✓ конструкция состоит из модульных блоков, которые в любой момент возможно транспортировать и эксплуатировать на другом объекте;
- ✓ блоки адаптированы к перевозке в габаритах автотранспорта и не требуют специальных разрешений;
- ✓ отсутствует необходимость доставки газа в баллонах или цистернах, т. к. установка размещается на территории заказчика;
- ✓ эксплуатацию установки осуществляют высококвалифицированные специалисты нашей компании и все риски по работоспособности установки берут на себя.

8(343)318-21-71



www.comgas.ru



Самозагущающаяся потокоотклоняющая композиция для направленных кислотных обработок карбонатных коллекторов Западного Казахстана

Self-Thickening Flow-Diverter Composition for Directed Acid Treatments in Carbonate Reservoirs in Western Kazakhstan

В.А. ЦЫГАНКОВ, Л.А. МАГАДОВА, Л.С. САХНЕНКО, В.М. ДУПЛЯКОВ, А.А. ГОГОЛЕВ, Т.И. ЮНУСОВ

V.A. TSYGANKOV, L.A. MAGADOVA, L.S. SAKHNENKO, V.M. DUPLYAKOV, A.A. GOGOLEV, T.I. YUNUSOV

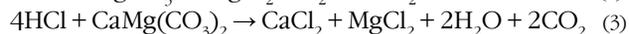
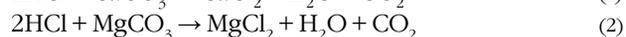
Ключевые слова: кислотная обработка, карбонатный коллектор, неоднородный коллектор, повышенная пластовая температура, потокоотклонение.

Key words: acid treatment, carbonate reservoir, heterogeneous reservoir, high reservoir temperature, flow diverter.

ВВЕДЕНИЕ

В данной статье описывается кислотная обработка (КО) карбонатного коллектора с повышенной температурой, вскрытого скважиной месторождения, расположенного в западной части Казахстана. Обработка проводилась гелированной 24%-ной (далее по тексту везде приведен процент массовый) соляной кислотой. Проведенная обработка и полученные фактические результаты были смоделированы и сравнены с результатами КО, которые могли бы быть получены при проведении этой обработки с использованием разработанной самозагущающейся потокоотклоняющей композиции (СПК).

Кислотные обработки с применением соляной кислоты являются популярным методом интенсификации нефтедобычи. Их эффект основан на растворении кислотой матрицы породы, слагающей пласт, и образовании длительных каналов, также называемых червоточинами. Наиболее часто применяемым реагентом является соляная кислота. Реакция ее с карбонатами кальция и магния, а также аналогами, протекает довольно быстро по типовым уравнениям (1–3):

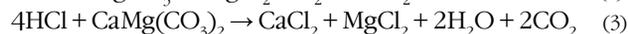


Достаточно высокие температуры (порядка 70 °С), трещиноватый доломитизированный коллектор, длинные проперфорированные участки ствола скважины, вскрывающие

INTRODUCTION

This article describes the acid treatment (AT) in high temperature carbonate reservoir in the field located in Western Kazakhstan. The treatment was performed with 24% gelled hydrochloric acid (mass percentages are given below). The treatment performed and actual results obtained were simulated and compared to the AT results that could have been obtained from this treatment using the developed self-thickening flow-diverter composition (SFC).

Acid treatments with hydrochloric acid are a popular method of intensification of oil production. The effect of such treatments is based on dissolving the rock matrix that composes the reservoir and forming long channels, also called wormholes. The most commonly used agent is hydrochloric acid. Its reaction with calcium and magnesium carbonates, as well as analogues, is quite fast according to standard equations (1–3):



Sufficiently high temperatures (about 70 °C), cracked dolomitized reservoir, long perforated sections of the wellbore, penetrating the production horizons, heterogeneity in permeability of the penetrated formations, application of strong mineral acid, impose high restrictions on acid treatment and force to solve a number of problems at the design stage [1, 2]:

1. High rate of formation rocks dissolution and acid treatment at a sufficient distance from the wellbore;
2. Acid diversion from highly permeable and cleaned layers in layer-by-layer heterogeneous reservoirs;
3. Increased corrosion rate of downhole equipment;

продуктивные горизонты, неоднородность по проницаемости вскрытых пластов, применение сильной минеральной кислоты, накладывают серьезные ограничения на кислотную обработку и заставляют решать ряд проблем на стадии проектирования [1, 2]:

1. Высокая скорость растворения пород пласта и размещение кислоты на достаточном расстоянии от ствола скважины;
2. Отклонение кислоты из высокопроницаемых и промытых пропластков в послонных неоднородных коллекторах;
3. Повышенная скорость коррозии подземного оборудования;
4. Совместимость с пластовыми флюидами.

Высокая скорость реакции кислоты с породой требует использования замедленных кислотных композиций, чтобы гарантировать, что кислота не израсходуется вблизи ствола скважины, а проникнет глубже в пласт.

Защита труб от коррозии в кислой среде является еще одной серьезной проблемой при повышенных и высоких температурах и требует тщательного выбора ингибитора коррозии в зависимости от типа кислотной композиции и базового кислотного агента.

Совместимость с пластовыми флюидами, особенно в случае наличия высокомолекулярных и высокоасфальтеновых нефтей в пласте, обрабатываемом сильными минеральными кислотами, также является сложной проблемой, которая решается путем снижения агрессивности кислотной основы в кислотной композиции и/или подбора стабилизирующих добавок, например, поверхностно-активных веществ (ПАВ), способствующих удержанию смол и асфальтенов в диспергированном состоянии при контакте кислоты с пластовой нефтью.

Однако наиболее важной проблемой, требующей особого внимания и служащей гарантом успешности кислотной обработки, является полное покрытие кислотой всей зоны, требующей обработки. Данная проблема не является критичной в поровых монолитных пластах с небольшими вскрытыми интервалами. Но в пластах неоднородных по проницаемости, трещиноватых, имеющих промытые участки, очень сложно произвести оптимальное размещение кислоты, так как основная ее часть будет утекать в высокопроницаемые и/или менее загрязненные области, тем самым оставляя остальной профиль необработанным. Только применение отклоняющих агентов может решить данную проблему [3].

В настоящее время одной из наиболее эффективных техник отклонения кислоты и ее распределения между всеми зонами карбонатного пласта является использование самозагущающихся в пластовых условиях кислотных отклонителей (самозагущающиеся потокоотклоняющие композиции) [4]. Такие системы показали свою эффективность в

4. Compatibility with formation fluids.

The high reaction rate of acid with rock requires the use of slow-moving acid compositions to ensure that acid is not wasted near the wellbore but penetrates deeper into the formation.

Protecting pipes against corrosion in acidic environments is another major challenge at high temperatures and requires careful selection of corrosion inhibitors depending on the type of acid composition and base acid agent.

Compatibility with formation fluids, especially in the case of high-resinous and high-asphaltene oils in formations treated with strong mineral acids, is also a complex problem that can be solved by reducing the corrosiveness of the acid base agent in the acid composition and/or by selecting stabilizing additives such as surfactants that help keep the resins and asphaltene dispersed when acid comes into contact with the formation oil.

However, the most important issue that requires special attention and ensures the success of the acid treatment is complete acid coverage of the entire area to be treated. This problem is not critical in pore monolithic formations with short intervals. But in pore monolithic formations with heterogeneous permeability, cracked and flushed areas, it is very difficult to achieve optimal acid placement because most of the acid will flow into highly permeable and/or less polluted areas, leaving the rest of the reservoir untreated. Only the use of diverting agents can solve this problem [3].

At present, one of the most effective techniques for acid diversion and its distribution through all zones of the carbonate formation is the use of self-thickening acid diverters (self-thickening flow diversion compositions) [4]. Such systems have proved its efficiency in oil production operations and have proved to be the best. These systems have a number of advantages over ordinary gelled acids and other chemical diverters (benzoic acid flakes, rock salt, oil-soluble rubber, etc.). In particular, these systems, as a rule, do not reduce the initial permeability of highly permeable interlayers after treatment [5].

TYPES OF CHEMICAL DIVERTERS

As mentioned above, there are various methods of acid diversion and distribution between individual formation zones. Thus, most of the diverting agents are finely ground solids, which are capable of forming an impermeable crust on the rock surface, temporarily blocking pores and cracks in the formation. To achieve the desired effect, the impermeable crust must be less permeable than the formation matrix itself. After treatment, this crust should be dissolved, decomposed or diluted to remove all limitations of formation fluid movement. Oil-soluble resins and benzoic acid were the most commonly used materials until recently. Oil-soluble resins are most preferred for use in producing oil wells, and benzoic acid flakes were most often used for injection and gas wells [6].

Besides these substances, linear and cross-linked hydrocarbon or water gels, emulsions, foams or

операциях нефтедобычи и зарекомендовали себя с лучшей стороны. Они обладают рядом преимуществ над обычными загеленными кислотами и другими химическими отклонителями (хлопьями бензойной кислоты, каменной солью, нефтерастворимой резиной и др.). В частности, данные системы, как правило, не снижают исходную проницаемость изначально высокопроницаемых пропластков после завершения обработки [5].

ВИДЫ ХИМИЧЕСКИХ ОТКЛОНИТЕЛЕЙ

Как уже говорилось выше, существуют различные методы отклонения и распределения кислоты между отдельными зонами пласта. Так, большинство отклоняющих агентов представляют собой мелкомолекулярные твердые частицы, которые способны формировать антифильтрационную корку на поверхности породы, временно закупоривать поры и трещины в пласте. Для достижения нужного эффекта антифильтрационная корка должна быть менее проницаемой, чем сама матрица пласта. После обработки эта корка должна растворяться, разлагаться или размываться для снятия всех ограничений движения пластового флюида. Нефтерастворимые смолы и бензойная кислота являлись до недавнего времени наиболее часто используемыми материалами. Нефтерастворимые смолы наиболее предпочтительны к применению в добывающих нефтяных скважинах, а хлопья бензойной кислоты чаще всего использовались для нагнетательных и газовых скважин [6].

Помимо этих веществ, в качестве химических отклонителей могут также использоваться линейные и сшитые углеводородные или водные гели, эмульсии, пены либо неорганические гели.

Близким методом химического отклонения является применение гелированных с помощью полимеров кислот, которые в первую очередь проникают в высокопроницаемые зоны, тем самым создавая экран для новых порций кислоты. Данные системы довольно медленно реагируют с породой [7]. При этом скорость реакции тем ниже, чем выше концентрация полимера в кислоте, хотя в некоторых случаях она не сильно отличается от скорости реакции негелированной кислоты той же концентрации [8].

До недавнего времени пены считались наиболее эффективным типом отклоняющих агентов при необходимости отклонения кислоты в терригенных коллекторах. Кроме того, пены с успехом применялись в высокообводненных скважинах [9]. Пены также исследовались в качестве отклонителей в карбонатных коллекторах [10]. Представленные лабораторные исследования были в корреляции с ранее полученными результатами и, таким образом, позволяли рекомендовать применение пен в карбонатных коллекторах.

Однако за последние годы применение пенных отклонителей для карбонатных

inorganic gels can also be used as chemical diverters.

A similar method of chemical diversion is the use of polymer-helated acids, which primarily penetrate into highly permeable areas, thus creating a screen for new acid portions. These systems react rather slowly with the rock [7]. The lower the reaction rate, the higher the polymer concentration in the acid, although in some cases it does not differ much from the reaction rate of non-helated acid of the same concentration [8].

Until recently, foams have been considered the most effective type of diverting agents when acid diversion in terrigenous reservoirs is necessary. Besides, foams have been successfully applied in highly watered wells [9]. Foams were also studied as diverters in carbonate reservoirs [10]. The presented laboratory studies were in correlation with the previously obtained results and thus allowed recommending the use of foams in carbonate reservoirs.

However, in recent years companies almost entirely ceased using foam diverters for carbonate collectors. It has been replaced by chemical self-thickening flow diverting compositions (SFC), primarily due to improved economic performance and relative operational simplicity [11]. SFC is a solution of acid with special additives. All components can be introduced into the composition in advance or during the reaction of acid with the rock. Activation/deactivation of such compositions can be carried out as the pH of the solution changes and/or when polyvalent metal ions get into the solution. For example, in some existing compositions, when pH reaches approximately 2, a special crosslinker is activated and the viscosity of such acidic composition increases sharply. The resulting high-viscosity structure provides the ability to fill wormholes and fractures and block it for new acid portions. At the end of acid treatment (AT), the acid in the thickened diverter batch continues to react slowly (due to diffusion braking) with the formation and when pH=4 is reached, the viscosity of this batch decreases, which facilitates its easy extraction along with the rest of the used acid. The reaction rate of self-crosslinked acid with the rock is approximately 1.5 times lower than that of ordinary acid of the same concentration [12].

RESEARCH DESCRIPTION

The main objective for the development of various types of acid systems is to intensify oil production by eliminating bottomhole formation zone damage in wells. In this work, a new SFC was created for possible use on wells in Western Kazakhstan. Characteristics of one of these wells are presented in Tables 1–2. The research included six stages:

- Assessment of the properties of gelled acid (GA);
- Laboratory studies, during which the components of the new SFC were selected and its properties were studied;
- Comparison of properties and characteristics of SFC and GA;
- Design of well treatment using SFC and comparing it with the design of GA treatment;
- Assessment of field data of gelled acid treatment, calibration of formation model based on historical

коллекторов практических сошло на нет. Их заменили химические самозагушающиеся потокоотклоняющие композиции, в первую очередь из-за улучшения экономических показателей и относительной операционной простоты [11]. СПК представляет собой раствор кислоты со специальными добавками. Все компоненты могут быть введены в композицию заранее либо попадать в нее в процессе реакции кислоты с породой. Активация/деактивация таких композиций может осуществляться по мере изменения pH, раствора и/или при попадании ионов многовалентных металлов в раствор. Например, в некоторых существующих композициях при достижении pH, примерно равного 2, активируется специальный шпатель и вязкость такой кислотной композиции резко увеличивается. Образующаяся высоковязкая структура способна заполнить собой червоточины и трещины и заблокировать их для новых порций кислоты. По окончании КО кислота в загустевшей отклоняющей пачке продолжает медленно (за счет диффузионного торможения) реагировать с породой пласта и при достижении pH=4 происходит потеря вязкости такой пачки, что способствует ее достаточно легкому извлечению наряду с остальной отработавшей кислотой. Скорость реакции самосшивающейся кислоты с породой примерно в 1,5 раза ниже, чем у обычной кислоты той же концентрации [12].

ОПИСАНИЕ РАБОТЫ

Главной целью для разработки различных типов кислотных систем является интенсификация добычи нефти за счет устранения повреждений призабойной зоны пласта (ПЗП) в скважинах. В данной работе производилось создание новой СПК для возможного применения на скважинах Западного Казахстана. Характеристики одной из таких скважин представлены в табл. 1–2. Работа включала в себя шесть этапов:

- Оценка свойств гелированной кислоты (ГК).
- Проведение лабораторных исследований, в ходе которых был подобран компонентный состав новой СПК и исследованы ее свойства;
- Сравнение свойств и характеристик СПК и ГК.

production data;

- Simulation of AT using SFC and comparison of the obtained results with the results of the simulation of AT using GA.

LABORATORY RESEARCH UNIT

Objects of research:

- Gelled acid – the composition is presented in Table 3.

Таблица 1 – Данные по нефтяной скважине, предназначенной для кислотной обработки

Table 1 – Data for well selected for acid treatment

Параметр/ Parameter	Значение/ Value	Размерность/ Dimension
Тип скважины / Well type	Нефтяная / Oil	
Способ добычи / Production method	ЭЦН / ESP	
Дебит скважины по нефти / Well flow rate - oil	8	м ³ /сут / m ³ /day
Дебит скважины по жидкости / Well flow rate - fluid	9	м ³ /сут / m ³ /day
Структура скважины / Well structure		
Устьевое давление / Wellhead pressure	13	атм/atm
Внешний диаметр насосно-компрессорных труб (НКТ) / External diameter of tubing (tubing)	88,9	мм/mm
Внутренний диаметр НКТ / Internal diameter of tubing	76	мм/mm
Глубина спуска НКТ / Depth of tubing	3386	м/m
Внешний диаметр обсадной колонны / Casing outer diameter	127	мм/mm
Внутренний диаметр обсадной колонны / Casing internal diameter	112	мм/mm
Глубина посадки пакера / Packer set depth	3196	м/m
Общая высота интервалов перфораций / Total length of perforation intervals	3416,0 – 3460,0	м/m
Общая эффективная перфорированная высота / Total effective perforated length	32	м/m
Текущий забой / Current depth	3469	м/m
Забойное давление / Bottom hole pressure	150	атм/atm
Характеристики пласта / Formation Characteristics		
Тип пласта / Type of formation	Известняк / Limestone	
Наименование пласта / Formation name	КТ-2-2, КТ-2-1	
Пластовая температура / Formation temperature	67,8	°C
Пластовое давление / Formation pressure	205,7	атм/atm
Пористость / Porosity	6-8	%
Средневзвешенная проницаемость / Weighted average permeability	103	мД/mD
Радиус зоны дренирования / Weighted average permeability	200	м/m
Вязкость нефти в пластовых условиях / Viscosity of oil in formation	17,8	сП/cP
Вязкость воды в пластовых условиях / Viscosity of water in formation	0,4	сП/cP
Коэффициент пластового объема нефти / Oil reservoir volume factor	1,01	м ³ /м ³ m ³ /m ³
Коэффициент пластового объема воды / Reservoir water volume factor	1,00	м ³ /м ³ m ³ /m ³

- Составление дизайна обработки скважины с использованием СПК и его сравнение с дизайном обработки ГК.
- Оценка промысловых данных обработки скважины гелированной кислотой, калибровка модели пласта по историческим данным добычи.
- Проведение моделирования КО скважины СПК и сравнение полученных результатов с результатами моделирования КО ГК.

БЛОК ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Объекты исследования:

- Гелированная кислота – состав представлен в табл. 3. Сшивателем данного состава являются ионы кальция, попадающие в него в процессе растворения карбонатной породы.
- Самозагущающаяся потокоотклоняющая композиция – состав приведен в табл. 4. В данной системе образование геля происходит при повышении pH за счет образования пространственной сетки гидратированного оксида алюминия. Процесс интенсифицируется с увеличением температуры.
- 24%-ная соляная кислота с добавками ингибитора коррозии, стабилизатора железа и ПАВ (замедлитель реакции взаимодействия кислоты с породой). Данная система приведена для сравнения с другими вышеупомянутыми составами и призвана показать эффект воздействия при моделировании кислотной обработки.

Эксперименты, необходимые для подбора составов, выполняются в следующем порядке.

1. Для подбора гелированной кислоты:
 - a. Определение начальной вязкости ГК с разным содержанием гелеобразователя и кислоты. Определение вязкости системы производится для примерной оценки начальной прочности экрана, создаваемого ГК.
 - b. Определение кинетики растворения эталонной карбонатной породы сравнимыми составами для оценки степени замедления реакции при помощи гелирующего агента.
 - c. Определение вязкости загеленной отработавшей кислоты. Данные эксперименты характеризуют прочность экрана по мере отработки кислоты, а также потенциальную легкость извлечения полностью отработавшей ГК из порового пространства на стадии запуска извлечения продуктов реакции.
 - d. Определение вязкости отработавших составов при температуре 70 °С.
 - e. Определение фильтратоотдачи геля, обладающего наилучшими характеристиками для определения возможного количества фильтрующейся в пласт жидкости.
 - f. Выбор для последующего моделирования

Таблица 2 – Минералогия рассматриваемых зон
Table 2 – Mineralogy of the zones selected for treatment

№	Преобладающий минерал Prevailing mineral	Верхняя граница, м Upper border, m	Нижняя граница, м Lower border, m	Проницаемость, мД Permeability, mD
1	Кальцит Calcite	3416,0	3421,0	271
2	Кальцит со следами доломита Calcite with traces of dolomite	3421,0	3427,0	205
3	Кальцит со следами доломита Calcite with traces of dolomite	3428,0	3433,0	107
4	Кальцит со следами доломита Calcite with traces of dolomite	3433,0	3435,0	41
5	Кальцит + доломит Calcite + Dolomite	3446,0	3448,0	15
6	Кальцит + доломит Calcite + Dolomite	3448,0	3460,0	6

The crosslinker is calcium ions that get into the composition during the dissolution of carbonate rock;

- Self-thickening flow diverting composition – the composition is given in Table 4. In this system, gel formation occurs when pH increases due to the formation of a spatial grid of hydrated aluminum oxide. The process intensifies with temperature increase;
- 24% hydrochloric acid with additives of corrosion inhibitor, iron stabilizer and surfactant (inhibitor of acid-rock interaction reaction). This system is given for comparison with the other compositions mentioned above and is intended to show its effect in modeling acid treatment.

The experiments required for selection of compositions are carried out in the following order.

1. For selection of gelled acid:
 - a. Determination of the initial viscosity of GA with

Таблица 3 – Компонентный и количественный состав гелированной соляной кислоты

Table 3 – Components and quantitative composition of gelled hydrochloric acid

Химреагент Chemical agent	Описание Description	Концентрация, % Concentration, %
ИКУ-118 ICU-118	Ингибитор коррозии Corrosion inhibitor	0,04
Нефтенол К марки СК Nefthenol K SC brand	Замедлитель кислотной реакции Acid reaction inhibitor	0,2
Ферикс Ferix	Стабилизатор железа Iron stabilizer	0,6
УС-9 US-9	Загуститель Thickening material	0–0,6
HCl	Соляная кислота Thickening material	12–24
H ₂ O	Вода Water	Остальное The rest

different gelling agent and acid content. The system viscosity is determined to approximate the initial strength of the screen created by the GA.

- b. Determination of the dissolution kinetics of the reference carbonate rock by comparable compositions to assess the rate of reaction

наиболее подходящего с технологической точки зрения состава.

2. Для подбора самозагущающейся потокоотклоняющей композиции:
 - a. Измерение начальной вязкости и pH раствора СПК (до начала гелирования), содержащей различные количества полиоксихлорида алюминия, ацетата натрия и самой кислоты.
 - b. Определение кинетики растворения эталонной карбонатной породы данными составами для оценки степени замедления реакции по сравнению с эталонной соляной кислотой той же концентрации, визуальная оценка получающегося геля и времени его разрушения. Выбор наилучших составов.
 - c. Составление зависимости «мнимая вязкость – время» в процессе реакции системы с карбонатной породой. Определение времени начала гелирования и времени разрушения геля при пластовой температуре, а также pH системы.
 - d. Выбор и определение максимальной динамической вязкости наилучшего состава с целью использования его для последующего моделирования.

Также необходимы к проведению эксперименты по исследованию кинетики растворения эталонной породы незагущенной соляной кислотой для сравнения с остальными составами на этапе лабораторных исследований и при моделировании КО.

Все результаты проводимых лабораторных испытаний впоследствии использовались для калибровки моделей при моделировании обработок.

МЕТОДИКИ ПРОВЕДЕНИЯ ЛАБОРАТОРНЫХ ИСПЫТАНИЙ

Методика определения вязкости гелированной свежей и отработавшей кислот соответствует приведенной в инструкции к эксплуатации к прибору Rheotest RV 2.1. Определение эффективной вязкости приводилось при скорости сдвига 511 с^{-1} , которая соответствует значению скорости сдвига, возникающей при течении жидкости по трубам, и 170 с^{-1} , которая соответствует усредненной скорости сдвига течения по трубам и перфорационным отверстиям. pH состава определялся с помощью pH-метра [13].

Определение момента начала гелирования СПК и времени разрушения геля определялись методом осцилляционной вискозиметрии. В данном методе деформации, которым подвергается система, можно считать незначительными и не влияющими на механические свойства геля [14]. Данные испытания позволяют определить изменение мнимой («запасенной») вязкости μ' в зависимости

Таблица 4 – Компонентный и количественный состав самоотклоняющейся кислотной композиции

Table 4 – Component and quantitative composition of a self-diverting acidic composition

Химреагент Chemical agent	Описание Description	Концентрация, % Concentration, %
Ацетат натрия Sodium acetate	Промотор гелирования Gelation promoter	5–20
Полиоксихлорид алюминия Aluminium polyoxochloride	Реагент-образователь геля Gelling agent	5–20
HCl	Соляная кислота Hydrochloric acid	2
ИКУ-118 ICU-118	Ингибитор коррозии Corrosion inhibitor	0,04
Нефтенол К марки СК Nefthenol K SC brand	Замедлитель кислотной реакции Acid reaction inhibitor	0,2
Ферикс Ferix	Стабилизатор железа Iron stabilizer	0,6
H ₂ O	Вода Water	Остальное The rest

retardation using a gelling agent;

- c. Determination of the viscosity of the used gelled acid. These experiments characterize the strength of the screen after treatment, as well as the potential ease of extraction of fully worked-out GA from the void space at the stage of launching the extraction of reaction products;
 - d. Determination of the viscosity of used compositions at $70 \text{ }^\circ\text{C}$;
 - e. Determination of the filtrate return for a gel that has the best characteristics to determine the possible volume of liquid to be filtered into the formation;
 - f. Selection of the most technologically appropriate composition for subsequent simulation.
2. For the selection of a self-thickening flow diverting composition:
 - a. Measurement of the initial viscosity and pH of the SFC solution (before gelation) containing different amounts of aluminium polyoxochloride, sodium acetate and acid itself;
 - b. Determination of the dissolution kinetics of the reference carbonate rock by these compositions to assess the rate of retardation of the reaction compared with reference hydrochloric acid of the same concentration, visual evaluation of the resulting gel and the time of its destruction. Selection of the best compositions;
 - c. Plotting the "apparent viscosity – time" dependence during reaction of the system with carbonate rock. Determining the time of gel initiation and gel fracture time at formation temperature as well as pH of the system;
 - d. Selection and determination of the maximum dynamic viscosity of the best composition in order to use it for subsequent simulation.

It is also necessary to conduct experiments on the kinetics of dissolution of the reference rock by non-thickened hydrochloric acid to compare with other compositions at the stage of laboratory studies and in the process of AT simulation.

от времени и, соответственно, момент начала гелирования и разрушения геля. Динамическая вязкость геля определялась на вибровискозиметре «Реокинетика – М».

Определение кинетики растворения эталонной карбонатной породы соответствует приведенной методике [15]. Растворение проводилось при комнатной температуре для качественного сравнения тенденций растворения эталонной породы различными составами.

Фильтратоотдача измерялась на приборе Fann НТНР в соответствии с методикой [16].

РЕЗУЛЬТАТЫ ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

На первом этапе реологических исследований была определена вязкость гелированной кислоты, качественный и количественный состав которой приведен в табл. 3. Также определялась вязкость контрольного образца – воды с загустителем. Результаты определения вязкости приведены на рис. 1–3. Концентрации соляной кислоты были выбраны в соответствии с требованиями заказчика. Концентрации других добавок были выбраны в соответствии с технологическими нормами. Диапазон концентраций гелирующего агента был взят по рекомендации производителя данного реагента. Эксперименты проводились при комнатной температуре.

Из приведенных графиков можно сделать

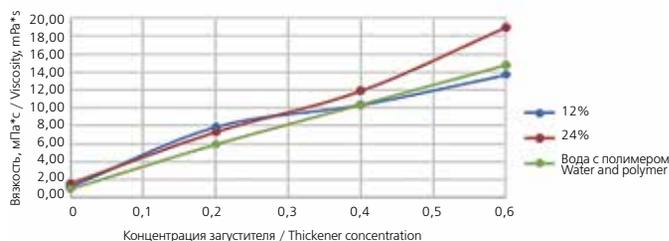


Рисунок 1 – Реологические свойства гелированной 12% и 24%-ной соляной кислоты и воды с добавкой полимера при скорости сдвига 511 c^{-1} и температуре 20°C
Figure 1 – Rheological properties of gelled 12% and 24% hydrochloric acid and water with polymer addition at 511 s^{-1} shear rate and 20°C

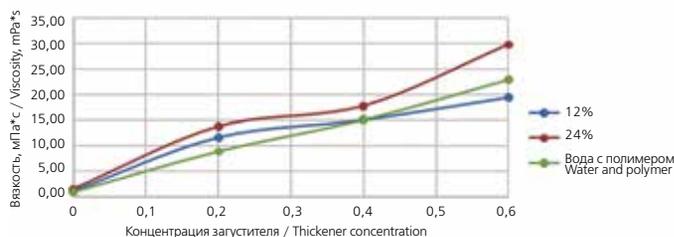


Рисунок 2 – Реологические свойства гелированной 12% и 24%-ной соляной кислоты и воды с добавкой полимера при скорости сдвига 170 c^{-1} и температуре 20°C
Figure 2 – Rheological properties of gelled 12% and 24% hydrochloric acid and water with polymer addition at 170 s^{-1} shear rate and 20°C

All the results of the laboratory tests were subsequently used to calibrate the treatment simulation models.

LABORATORY TESTING PROCEDURES

The method for determining the viscosity of fresh and used gelled acids is the same as that given in the "Rheotest RV 2.1" operating instructions. The effective viscosity was determined at a shear rate of 511 s^{-1} , which corresponds to the value of the shear rate of the fluid flow through the pipes, and 170 s^{-1} , which corresponds to the average shear rate of the fluid flow through the pipes and perforation holes. The pH value of the composition was determined using a pH meter [13].

The moment of start of SFC gelation and time of gel destruction were determined by oscillation viscometry. In this method, the deformations to which the system is subjected can be neglected and do not affect the mechanical properties of the gel [14]. These tests allow to determine the change of apparent ("spare") viscosity μ' depending on the time and, accordingly, the moment of gel initiation and gel fracture. The dynamic viscosity of the gel was determined using the vibration viscometer "Rokinetics – M".

Determination of the dissolution kinetics of the reference carbonate rock corresponds to the given method [15]. Dissolution was carried out at room temperature for qualitative comparison of trends of reference rock dissolution by different compositions.

The filtrate return was measured with the Fann HTHP device according to the methodology [16].

LABORATORY RESULTS

At the first stage of rheological studies, the viscosity of gelled acid was determined. The qualitative and quantitative composition is given in Table 3. The viscosity of the control sample – water with thickener was also determined. The results of viscosity determination are shown in Figures 1–3. Hydrochloric acid concentrations were selected in accordance with customer requirements. Concentrations of other additives were selected in accordance with technological standards. The concentration range of the gelling agent was taken as recommended by the manufacturer of this agent. The experiments were conducted at room temperature.

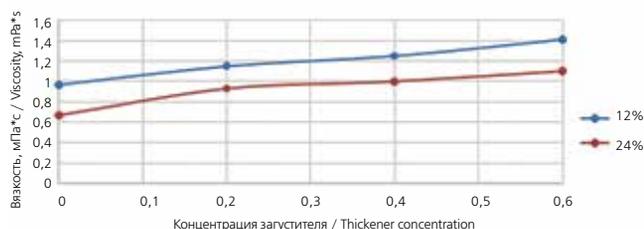


Рисунок 3 – Изменение начального pH системы, содержащего 12% и 24%-ную кислоту в зависимости от содержания полимера
Figure 3 – Change in the initial pH of the system containing 12% and 24% acid depending on the polymer content

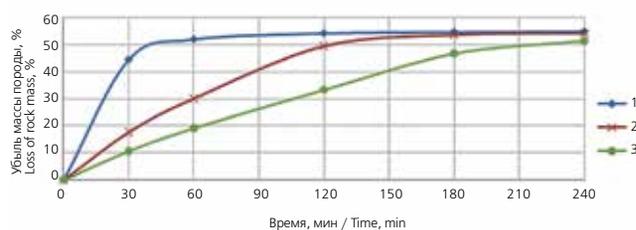


Рисунок 4 – Кинетика растворения карбонатной породы составами 12%-ной соляной кислоты. 1 – эталонная соляная кислота, 2 – кислота, содержащая 0,4% загустителя, 3 – кислота, содержащая 0,6% загустителя, температура 70 °С

Figure 4 – Kinetics of dissolution of carbonate rock by compositions of 12% hydrochloric acid. 1 – reference hydrochloric acid, 2 – acid containing 0.4% thickener, 3 – acid containing 0.6% thickener, temperature 70 °C

закключение, что концентрация полимера 0,2% незначительно увеличивает вязкость системы по сравнению с нулевыми значениями, поэтому для дальнейших испытаний данная концентрация была исключена из исследуемых.

Далее определялась кинетика растворения ГС карбонатной породы. Результаты испытаний представлены на рис. 4 и 5. Также на графиках представлена кинетика растворения породы кислотой, не содержащей загустителя. Время выдержки кислотного состава было выбрано в соответствии с проектной технологией проведения КО.

Как можно увидеть из представленных графиков, в обоих случаях добавление загустителя приводит к замедлению реакции кислоты с породой, при этом замедление тем больше, чем выше концентрация полимера, что согласуется с приведенными выше сведениями.

Далее при комнатной температуре определялось изменение вязкости кислотных составов в ходе ее реакции с породой. Для

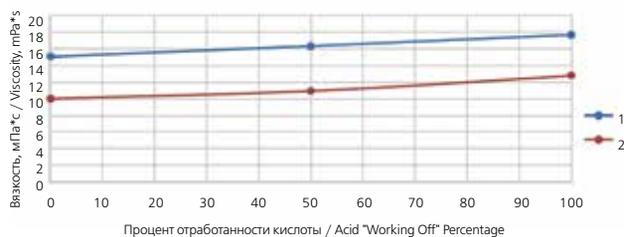


Рисунок 6 – Реологические свойства состава на основе 12%-ной кислоты с добавкой 0,4% полимера. 1 – вязкость при скорости сдвига 170 с⁻¹, 2 – вязкость при скорости сдвига 511 с⁻¹, температура 20 °С

Figure 6 – Rheological properties of the composition based on 12% acid with the addition of 0.4% polymer. 1 – Viscosity at shear rate 170 s⁻¹, 2 – Viscosity at shear rate 511 s⁻¹, temperature 20 °C

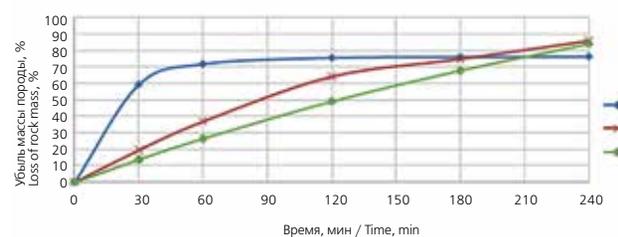


Рисунок 5 – Кинетика растворения карбонатной породы составами 24%-ной соляной кислоты. 1 – эталонная соляная кислота, 2 – кислота, содержащая 0,4% загустителя, 3 – кислота, содержащая 0,6% загустителя, температура 70 °С

Figure 5 – Kinetics of dissolution of carbonate rock by compositions of 24% hydrochloric acid. 1 – reference hydrochloric acid, 2 – acid containing 0.4% thickener, 3 – acid containing 0.6% thickener, temperature 70 °C

From the above graphs it can be concluded that the polymer concentration of 0.2% slightly increases the viscosity of the system compared to zero values, so for further tests this concentration was excluded from the study.

Then the kinetics of carbonate rock was determined. The test results are presented in Figures 4 and 5. The diagrams also show the kinetics of rock dissolution by acid without a thickener. The time of acid treatment was chosen in accordance with the design technology of AT.

As can be seen from the graphs above, in both cases, the addition of thickener leads to a slower reaction of acid with the rock – The higher the polymer concentration, the slower the reaction, which is consistent with the above information.

Further, at room temperature, the change in viscosity of acid compositions during its reaction with the rock was determined. For the experiment, a marble aggregate was introduced in the reaction mixture of acids in stoichiometric ratio, in the amount necessary for its "working off" to a given concentration value. The reaction proceeded until the marble aggregate was completely dissolved, after which the viscosity of the acid was determined. The results are shown in Figures 6-9.

Figures 6–9 show that in all cases there is an increase in the viscosity of the GA as acid produces its acid potential, which is explained by the transition of calcium and magnesium ions from the rock to the solution and the crosslinking of the linear gel. The solution of 24% hydrochloric acid, containing 0.6% polymer, has the highest viscosity, which, accordingly, will form the screen of the highest strength.

The viscosity of fresh and used compositions based on 24% hydrochloric acid at 70°C was also determined. The results are shown in Table 5.

For GA with the best viscosity characteristics, a filtrate return was determined in order to understand whether the pore channels would be mechanically blocked by an antifiltration cake effect. The test results are shown in Figure 10. Test conditions: temperature – 70 °C, Fann

эксперимента в реакционную смесь кислот в стехиометрическом соотношении вводилась мраморная крошка в количестве, необходимом для ее «отработки» до заданного значения концентрации. Реакция протекала до полного растворения мраморной крошки, после чего определялась вязкость кислоты. Результаты отражены на рис. 6–9.

Из рисунков 6–9 видно, что во всех случаях происходит повышение вязкости ГК по мере вырабатываемости кислотой своего кислотного потенциала, что объясняется переходом ионов кальция и магния из породы в раствор и подшивкой линейного геля. Наибольшей вязкостью обладает раствор 24%-ной соляной кислоты, содержащий 0,6% полимера, который, соответственно, будет образовывать экран наибольшей прочности.

Также была определена вязкость свежих и отработанных составов на основе 24%-ной соляной кислоты при 70 °С. Результаты приведены в табл. 5.

Таблица 5 – Вязкость составов на основе 24%-ной соляной кислоты при различных температурах

Table 5 – Viscosity of compositions based on 24% hydrochloric acid at different temperatures

Концентрация загустителя Thickener concentration	Скорость сдвига, с ⁻¹ Rate of shear, s ⁻¹	Вязкость свежей кислоты, мПа*с Fresh acid viscosity, mPa*s		Вязкость отработавшей на 100% кислоты, мПа*с 100% used acid viscosity, mPa*s.	
		20 °C	70 °C	20 °C	70 °C
		0,4% загустителя 0,4% thickener	170	18	11
	511	12	8	52	36
0,6% загустителя 0,4% thickener	170	30	18	129	96
	511	19	12	83	58

Для ГК с наилучшими вязкостными характеристиками было произведено определение фильтратоотдачи – с целью понимания, будет ли возникать механическая блокировка поровых каналов за счет эффекта антифильтрационной корки. Результаты испытания приведены на рис. 10. Условия проведения испытаний: температура -70 °С, бумажный фильтр Fann, перепад давления 0,68 МПа.

Таким образом, по результатам проделанных экспериментов была выбрана гелированная кислота на основе 24%-ной соляной кислоты, содержащая 0,6% полимера-загустителя, в качестве наиболее эффективной для промышленных испытаний. Данный состав характеризуется достаточно высокой начальной вязкостью, пониженной скоростью реакции с породой, низкой фильтратоотдачей, однако обладает повышенной вязкостью после

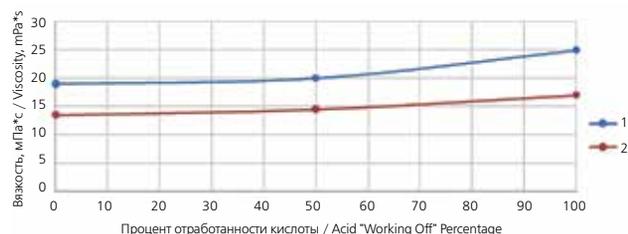


Рисунок 7 – Реологические свойства состава на основе 12%-ной кислоты с добавкой 0,6% полимера. 1 – вязкость при скорости сдвига 170 с⁻¹, 2 – вязкость при скорости сдвига 511 с⁻¹, температура 20 °С

Figure 7 – Rheological properties of the composition based on 12% acid with the addition of 0.6% polymer. 1 – Viscosity at shear rate 170 s⁻¹, 2 – Viscosity at shear rate 511 s⁻¹, temperature 20 °C

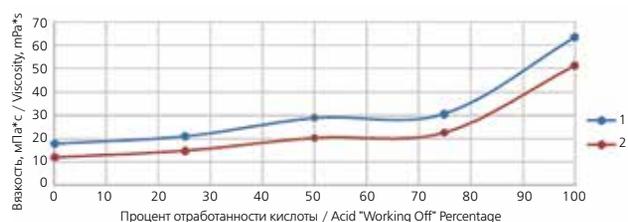


Рисунок 8 – Реологические свойства состава на основе 24%-ной кислоты с добавкой 0,4% полимера. 1 – вязкость при скорости сдвига 170 с⁻¹, 2 – вязкость при скорости сдвига 511 с⁻¹, температура 20 °С

Figure 8 – Rheological properties of the composition based on 24% acid with the addition of 0.4% polymer. 1 – Viscosity at shear rate 170 s⁻¹, 2 – Viscosity at shear rate 511 s⁻¹, temperature 20 °C

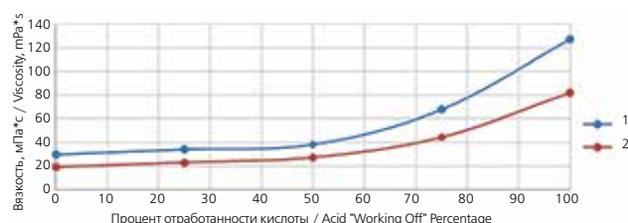


Рисунок 9 – Реологические свойства состава на основе 24%-ной кислоты с добавкой 0,6% полимера. 1 – вязкость при скорости сдвига 170 с⁻¹, 2 – вязкость при скорости сдвига 511 с⁻¹, температура 20 °С

Figure 9 – Rheological properties of the composition based on 24% acid with the addition of 0.6% polymer. 1 – Viscosity at shear rate 170 s⁻¹, 2 – Viscosity at shear rate 511 s⁻¹, temperature 20 °C

paper filter, pressure drop 0.68 MPa.

Thus, based on the results of the experiments, gelled acid based on 24% hydrochloric acid containing 0.6% polymer thickener was chosen as the most effective

срабатывания кислоты. Как раз эта высокая вязкость отработавшей кислоты, ведущая к осложненному удалению продуктов реакции из порового пространства, является недостатком такой системы, что и приводит к необходимости разработки самозагущающегося отклонителя с регулируемой вязкостью до, во время и после обработки.

Разрабатываемая СПК представляет собой смесь соляной кислоты с добавками ПАВ, ингибитора коррозии и стабилизатора железа, а также полиоксихлорида алюминия и ацетата натрия. Принцип действия новой СПК основывается на предположении, что по мере реагирования кислоты с породой pH раствора повышается, полиоксихлорид алюминия гидролизует по уравнению (4) с образованием геля гидроксида алюминия. Ацетат натрия образует сложные соединения с ионом алюминия, замедляя момент начала гелеобразования, и служит инструментом тонкой настройки времени образования геля.



Разрушение неорганического геля после окончания реакции (кислотной обработки) связано, по-видимому, с процессом синерезиса геля, в результате превращения всего аква-аурата (полиоксихлорида алюминия) в гидроксид алюминия, расслоения большого количества водной фазы и малого количество осадка. В этом состоит его принципиальное отличие от других самоотклоняющихся систем, требующих применения специальных деструкторов.

При разработке СПК рассматривались шесть основных рецептур кислотных композиций, которые приведены в табл. 6. Для всех композиций производилось измерение начального значения показателя pH.

На начальном этапе исследований измерялись вязкости приведенных в табл. 6 составов. Кислотные композиции представляли собой ньютоновские жидкости, так что их вязкость была одинаковой при всех скоростях сдвига и была примерно равной вязкости соляной кислоты при этой температуре (1,1–1,6 мПа·с).

Далее была определена кинетика растворения эталонной карбонатной породы в данных составах. Кроме этого, была визуально оценена консистенция образующегося в ходе реакции геля и время его разрушения, если оно происходило. Результаты эксперимента приведены на рис. 11 и в табл. 7.

Как видно из результатов эксперимента, гель удовлетворительного качества (необходимой плотной консистенции, формирующийся и разрушающийся в приемлемых временных

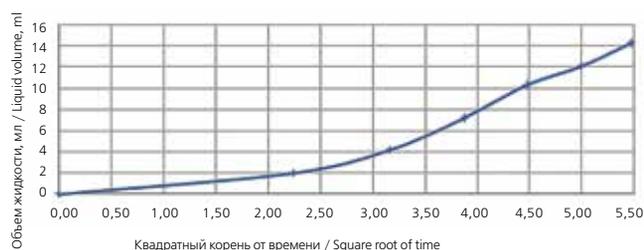
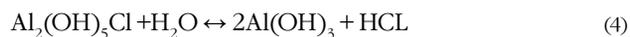


Рисунок 10 – Определение фильтратоотдачи ГК при 70 °С
Figure 10 – Determination of GA filtrate return at 70 °C

one for field trials. This composition is characterized by rather high initial viscosity, low reaction rate with the rock, low filtrate yield. However, this composition has an increased viscosity after the acid reaction. This high viscosity of the used acid, which leads to complicated removal of reaction products from the pore space, is a disadvantage of such system, which leads to the need to develop a self-thickening diverter with adjustable viscosity before, during and after treatment.

The SFC under development is a mixture of hydrochloric acid with additives of surfactant, corrosion inhibitor and iron stabilizer, as well as aluminum polyoxychloride and sodium acetate. The principle of operation of the new SFC is based on the assumption that as acid reacts with the rock, the pH of the solution increases, aluminium polyoxychloride hydrolyses according to equation (4) to form an aluminium hydroxide gel. Sodium acetate forms complex compounds with the aluminum ion, slowing down the moment of gel formation, and serves as a tool to fine-tune the time of gel formation.



The destruction of inorganic gel after the end of the reaction (acid treatment) seems to be related to the gel syneresis process as a result of the transformation of the entire aqua-aurate (aluminum polyoxychloride) into aluminum hydroxide, the stratification of a large amount of the aqueous phase and a small amount of residuals. This is its fundamental difference from other self-diverting systems that require the use of special destructors.

Таблица 6 – Составы кислотных композиций, подвергшихся испытанием
Table 6 – Compositions of acidic compositions tested

№	HCl – 2%	Ацетат натрия Sodium acetate	Полиоксихлорид алюминия Aluminium polyoxychloride	pH
0	100%	–	–	0
1	80%	5%	15%	2,3
2	80%	10%	10%	2,5
3	80%	15%	5%	2,6
4	70%	15%	15%	3,2
5	70%	10%	20%	3,0
6	70%	20%	10%	3,2

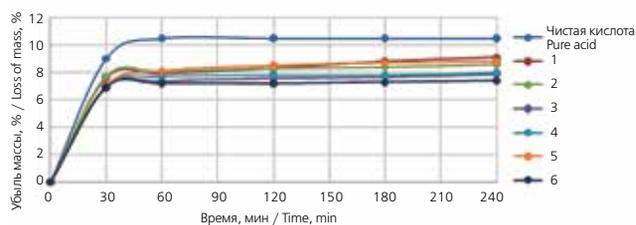


Рисунок 11 – Результаты исследования кинетики растворения карбонатной породы СПК. Кривые 1–6 – соответственно номеру состава из таблицы 6, температура 70 °С

Figure 11 – Results of the study of the dissolution kinetics of the carbonate rock of the SFC. Curves 1–6 – according to the composition number from Table 6, temperature 70 °C

Таблица 7 – Визуальная оценка получающихся гелей при 70 °С

Table 7 – Visual assessment of the obtained gels at 70 °C

№	Время гелирования, мин Gelling time, mines	Состояние Status	Время самостоятельного разрушения, мин Time of self-destruction, min
1	60	Грязно-белый плотный гель Dense off-white gel	420
2	64	Грязно-белый рыхлый гель Off-white loose gel	330
3	53	Отдельные хлопья геля Individual gel flakes	–
4	60	Грязно-белый плотный гель Dense off-white gel	390
5	72	Грязно-белый плотный гель Dense off-white gel	420
6	49	Отдельные хлопья геля Individual gel flakes	–

пределах) образуется при проверке рецептов 1, 4 и 5. Наилучшие кинетические характеристики (количество растворенной породы и замедление скорости) наблюдаются у состава под номером 1, хотя все составы показывают результаты одного порядка. Для составов 1, 4, 5 была также определена вязкостно-временная характеристика. Результаты приведены на рис. 12.

Наибольшим значением мнимой вязкости обладает состав под номером 1. Время его гелеобразования – 60 минут, время самостоятельного разрушения – 390 минут, наибольшая вязкость достигается через 120 минут от начала реакции. Динамическая вязкость сформированного геля составила 4000 мПа*с, что намного превышает таковой показатель у гелированной кислоты.

Данный состав, будучи загелированным, имеет высокую вязкость, которая много больше вязкости кислоты, загелированной полимером. Разрушение геля происходит по мере нарастания pH (рис. 13) спустя 4 часа после начала реакции с породой с получением жидкости, имеющей вязкость почти на уровне исходной. Однако поскольку растворяющая способность СПК намного ниже,

The development of the SFC considered six basic recipes for acid compositions, which are shown in Table 6. For all compositions, the initial pH value was measured.

The viscosity of the compositions given in Table 6 was measured at the initial stage of research. The acid compositions were Newtonian fluids, so viscosity was the same at all shear rates and was approximately equal to that of hydrochloric acid at this temperature (1.1–1.6 mPa*s).

The dissolution kinetics of the reference carbonate rock in these compositions was then determined. In addition, the consistency of the gel formed during the reaction and the time of its destruction were visually evaluated. The results of the experiment are shown in Figure 11 and Table 7.

As can be seen from the results of the experiment, gel of satisfactory quality (necessary dense consistency, formed and destroyed in acceptable time limits) is formed in recipes 1, 4 and 5. The best kinetic characteristics (quantity of dissolved rock and retardation rate) are observed in composition number 1, although all compositions show results of the same magnitude. For compositions 1, 4, 5, viscosity-time characteristics have also been determined. The results are shown in Figure 12.

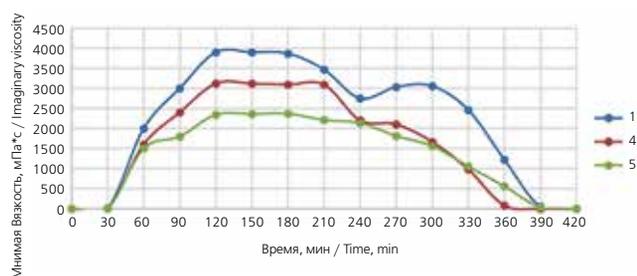


Рисунок 12 – Вязкостно-временная характеристика составов 1, 4 и 5, измеренная при температуре 70 °С, частота колебаний пробного тела 100 Гц

Figure 12 – Viscosity-time characteristics of compositions 1, 4 and 5, measured at 70 °C, the oscillation frequency of the test body is 100 Hz

Composition number 1 showed the highest value of the imaginary viscosity. The time of its gelation is 60 minutes, the time of self-destruction is 390 minutes, the highest viscosity is reached in 120 minutes from the beginning of the reaction. Dynamic viscosity of the formed gel was 4000 mPa*s, which is much higher than that of gelled acid.

This composition, when gelled, has a high viscosity, which is much higher than the viscosity of the acid gelled by the polymer. The gel starts to destruct as the pH increases (Fig. 13) 4 hours after the beginning of the reaction with the rock to obtain a fluid with a viscosity almost at the original level. However, since the solubility of the SFC is much lower than that of the GA, it is recommended to use it only as a diverter, alternating it with the injection of pure hydrochloric acid portions.

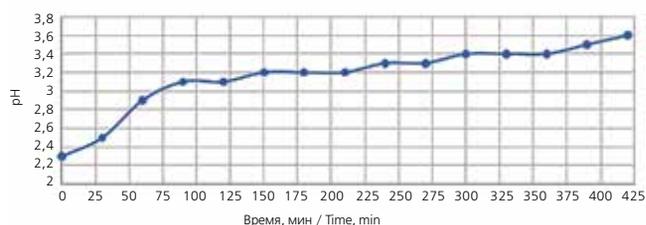


Рисунок 13 – Изменение pH состава 1 со временем

Figure 13 – Change in pH composition 1 over time

чем у ГК, ее целесообразно использовать только в качестве отклонителя, чередуя с закачкой порций чистой соляной кислоты.

СОСТАВЛЕНИЕ ДИЗАЙНА ОБРАБОТКИ

Методика создания дизайна для кислотной обработки состоит из нескольких шагов:

1. Подбор скважины-кандидата.
2. Определение типа загрязнения.
3. Выбор технологических жидкостей (ТЖ) для обработки и модифицирующих добавок;
4. Расчет объемов технологических жидкостей, предназначенных для закачки в пласт.
5. Вычисление максимально возможной скорости закачки технологических жидкостей, поверхностного и забойного давления при закачке этих жидкостей.
6. Разработка стратегии размещения ТЖ в пласте.

Подбору скважин-кандидатов посвящено множество трудов [17–19]. В данном случае все скважины были подобраны заказчиком работ, а целью обработки являлось улучшение проницаемости пласта за счет расширения старых и создания новых каналов фильтрации (червоточин).

Технологическая жидкость также была определена заказчиком работ, а объемы гелированной кислоты и концентрации добавок к кислоте были выбраны в соответствии с рекомендациями производителя добавок. Таким образом, было рекомендовано закачивать 0,84 м³ ГК на 1 погонный метр проперфорированного интервала скважины. Компонентный состав ГК представлен в табл. 3. В качестве основы была взята 24%-ная соляная кислота.

Разработка стратегии по размещению технологической жидкости в пласте является одним из наиболее важных шагов при разработке дизайна матричной обработки. Стратегия заключается в том, чтобы равномерно разместить кислоту между всеми интервалами пласта. Конечно, для данной цели может подойти стандартная насосно-компрессорная труба (НКТ) или обсадная колонна, но данный вариант не является оптимальным. А наиболее выигрышным вариантом, в особенности для больших вскрытых интервалов, нецементированных хвостовиков и необсаженных окончаний скважин, является применение гибких НКТ (ГНКТ). ГНКТ способна

CREATION OF TREATMENT DESIGN

The method of design creation for acid treatment consists of several steps:

1. Selection of a candidate well;
2. Determining the type of wellbore damage;
3. Selection of treatment fluids (TF) for treatment and modifying additives;
4. Calculation of volumes of treatment fluids to be injected into the formation;
5. Calculation of maximum possible pumping rate of treatment fluids, surface and bottomhole pressure during pumping;
6. Development of the strategy for the placement of treatment fluids in the formation.

Many papers are devoted to selection of candidate wells [17–19]. In this case all wells have been selected by the Customer, and the purpose of treatment was to improve permeability of the formation by expanding the old filtration channels (wormholes) and creating new ones.

The process fluid was also determined by the Customer, and the volumes of gelled acid and concentrations of additives to acid were chosen according to the recommendations of the additive manufacturer. Thus, it was recommended to pump 0.84 m³ of GA per 1 running meter of perforated interval of the well. Component composition of GA is presented in Table 3. 24% hydrochloric acid was taken as a basis.

The development of a strategy for placement of treatment fluid in the formation is one of the most important steps in the development of the matrix treatment design. The strategy is to evenly place acid between all formation intervals. Of course, standard tubing or casing may be suitable for this purpose, but this option is not optimal. And the most advantageous option, especially for large intervals, uncemented liner and uncemented well completions, is coiled tubing (CT). Coiled tubing provides opportunity to change its depth position in the well during treatment, thus helping to pump the treatment fluids in clearly defined intervals. However, the cost of a coiled tubing unit is often considered by the customer as a costly practice, so it is often rejected in favor of conventional tubing and a "cheaper" workover team.

In this example, the coiled tubing unit was simply not available in this region, so the decision was made to perform acid treatment through conventional tubing. The entire volume of the GA was injected at the same time as it was adjusted for the condition not to exceed the fracture pressure.

For simulations using SFC batches, it was decided to choose turn-based injection of 24% hydrochloric acid and flow diverter, the component composition of which is shown in Table 4.

The volumes of treatment fluids for both cases were chosen to be equivalent in terms of active hydrochloric acid. Friction pressure losses during injection of acid compositions were obtained from the analysis of field practices and literature data.

The number of stages of acid injection and self-gelling compositions were determined based on the

во время обработки изменять свое положение по высоте в скважине, тем самым помогая адресно размещать именно те технологические жидкости, которые нужны в четко определенных зонах. Однако стоимость привлечения установки гибких НКТ зачастую представляется заказчику работ довольно затратным мероприятием, поэтому часто от него отказываются в пользу обычных НКТ и привлечения более «дешевой» бригады по капитальному ремонту скважин.

В рассматриваемом примере установка ГНКТ была попросту недоступна в данном регионе, поэтому было принято решение проводить кислотную обработку через обычную насосно-компрессорную трубу. Весь объем ГК закачивался одновременно с поправкой на условие непревышения давления разрыва пласта.

Для моделирования с использованием пачек СПК было решено выбрать поочередную закачку потокоотклоняющей композиции, компонентный состав которой представлен в табл. 4, и 24%-ной соляной кислоты.

Объемы технологических жидкостей для моделирования для обоих случаев были выбраны эквивалентными в пересчете на активную соляную кислоту. Потери давления на трение при закачке кислотных композиций были получены при анализе промысловых практик и литературных данных.

Количество стадий закачки кислоты и самогелирующегося состава было определено согласно рекомендациям сервисных компаний, приведенным в табл. 8. Так, количество стадий кислоты составило 6, количество стадий отклонителя – 5.

Таблица 8 – Рекомендации для выбора количества стадий кислоты и отклонителя

Table 8 – Recommendations for selecting the number of acid and diverter stages

Перфорированный интервал, м Perforated interval, m	Количество стадий кислоты Number of acid stages	Количество стадий отклонителя при низкой приемистости пласта* Number of diverter stages at low injectivity*	Количество стадий отклонителя при высокой приемистости пласта* Number of diverter stages at high injectivity*
<10	3	2	3
10-20	4	3	4
20-30	5	4	5
30-40	6	5	6
>40	7	6	7

* Уровень приемистости оценивается индивидуально для каждого конкретного случая.
* The injectivity level is evaluated individually for each case.

ОЦЕНКА РЕЗУЛЬТАТОВ КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ ГЕЛИРОВАННОЙ КИСЛОТОЙ

Изменение дебита по скважине до и после обработки приведено на рис. 14.

Как можно видеть, кислотная обработка

recommenations of service companies in Table 8. Thus, the number of acid stages was 6 and the number of diverter stages – 5.

EVALUATION OF RESULTS OF TREATMENT WITH GELLED ACID

The change of the well flow rate before and after treatment is shown in Figure 14.

As can be seen, acid treatment with thickened acid was quite successful. The average oil flow rate increased almost 3 times, from 8m³/day to 23.5 m³/day, which corresponds to the change in the weighted average skin factor from 63 to 16.5 (Table 9).

SIMULATION TO COMPARE THE EFFECTIVENESS OF DIFFERENT ACID COMPOSITIONS

Acid treatment was simulated using a two-dimensional simulator that takes into account the parameters of two-phase flow in multilayer systems, as well as different models of chemical dissolution of rocks in carbonate reservoirs, such as «frontal dissolution», cavern formation, wormhole formation and uniform distribution of acid in the pore space matrix of the rock. This simulator also takes into account the acid diversion process between different formation zones due to the viscosity changes over time.

Production prediction was performed using the classic Dupuit formula for radial inflow to the well in the established reservoir fluid filtration mode.

MAPDIR technique was applied for simulation [20]. This technique has proved to be effective in carbonate formations with high temperatures and pressures. It consists of pumping acid at maximum speed, resulting in a transition from frontal dissolution to formation and propagation of wormholes.

Injection of three different systems have been simulated. Figures 15–20 show the results of the simulation – diagrams of the skin factor dependence on the volume of the injected fluid for each zone and the diagram of acid penetration into the formation. During

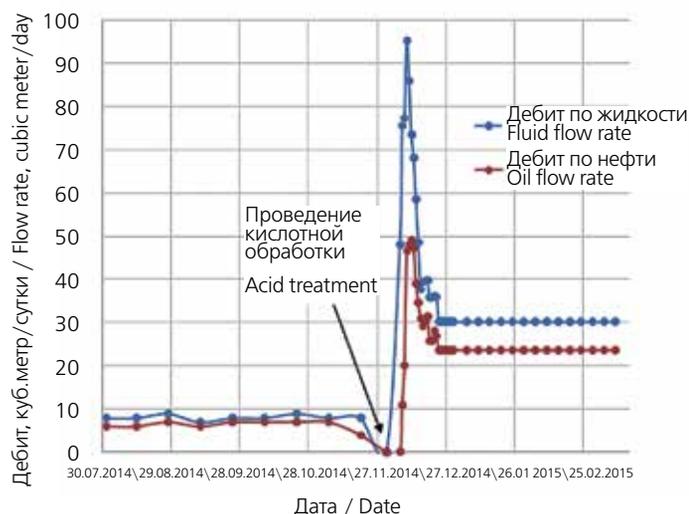


Рисунок 14 – График дебитов до и после обработки скважины

Figure 14 – Schedule of flow rates before and after well treatment

загущенной кислотой оказалась достаточно успешной. Средний дебит по нефти увеличился почти в 3 раза, с 8 м³/сут. до 23,5 м³/сут., что соответствует изменению средневзвешенного скин-фактора с 63 до 16,5 (табл. 9).

ПРОВЕДЕНИЕ МОДЕЛИРОВАНИЯ ДЛЯ СРАВНЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ РАЗЛИЧНЫХ КИСЛОТНЫХ КОМПОЗИЦИЙ

Моделирование кислотной обработки производилось при помощи двухмерного симулятора, который учитывает параметры двухфазного потока в многослойных системах, а также разные модели химического растворения пород в карбонатных коллекторах, такие как торцевое растворение, кавернообразование, образование червоточин и равномерное распределение кислоты по матрице порового пространства породы. Данный симулятор также учитывает процесс отклонения кислоты между различными зонами пласта ввиду изменяющейся во времени вязкости кислоты.

Прогнозирование добычи было выполнено классическим методом с использованием формулы Дюпюи для радиального притока к скважине при установившемся режиме фильтрации пластового флюида.

При моделировании была применена техника MAPDIR [20]. Данная техника хорошо себя зарекомендовала при применении в карбонатных пластах с высокими температурами и давлениями. Она заключается в закачке кислоты с максимальной скоростью, приводящей к переходу от фронтального растворения к образованию и распространению червоточин.

Было произведено моделирование закачки трех различных систем. Результаты моделирования в виде графиков зависимости скин-фактора по каждой зоне от объема закачанной жидкости и графика проникновения кислоты в пласт представлены на рис. 15–20. Объемы основного растворяющего породу агента, 24%-ной соляной кислоты, были взяты в эквивалентных количествах, соответствующих объему кислоты, при реально проведенной обработке, описанной выше.

На основании представленных графиков можно сделать вывод, что проникновение вглубь пласта чистой 24%-ной HCl происходит лишь в трех самых высокопроницаемых зонах (рис. 15, зоны 1, 2 и 3), зона 4 оказывается подверженной воздействию кислоты крайне слабо, в то время как зоны 5 и 6 – самые низкопроницаемые – оказываются необработанными. Это подтверждается также рис. 16, где скин-фактор для зон 5 и 6 остается неизменным от первоначального, в то время как для зон 1, 2 и 3 опускается ниже нуля. При обработке же коллектора гелированной кислотой ситуация меняется слабо: помимо наблюдаемого прежде снижения скин-фактора в зонах 1–4 происходит

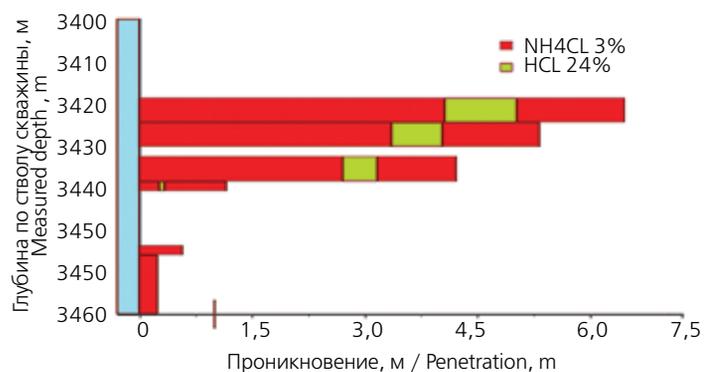


Рисунок 15 – Глубина проникновения 24%-ной HCl в ПЗП

Figure 15 – Depth of penetration of 24% HCl in the bottomhole zone

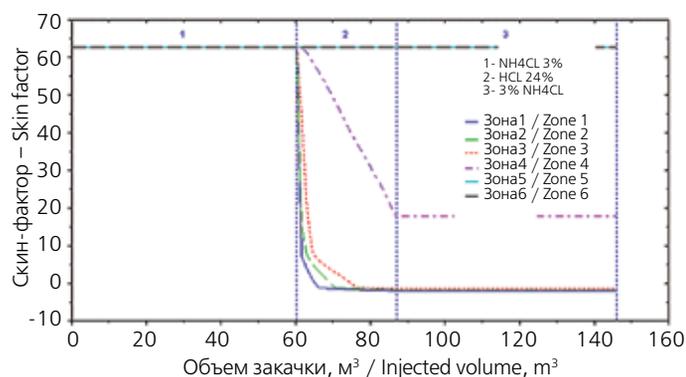


Рисунок 16 – Изменение скин-фактора по каждой зоне в зависимости от объема закачанной жидкости для 24%-ной HCl

Figure 16 – Changing the skin factor for each zone depending on the volume of fluid pumped for 24% HCl

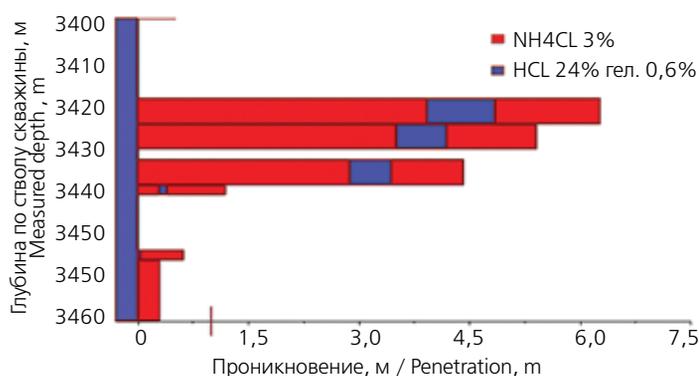


Рисунок 17 – Глубина проникновения гелированной 24%-ной HCl в ПЗП

Figure 17 – Penetration depth of gelled 24% HCl in bottomhole zone

the real treatment described above, the volumes of the main solvent agent (24% hydrochloric acid) were taken in quantities equivalent to the acid volume

Based on the graphs presented, it can be concluded that 24% HCl penetrates only in the three highest permeable zones (Figure 15, zones 1, 2 and 3), penetration of acid in zone 4 is very poor, zones 5 and 6 – the lowest permeable zones – left untreated. This

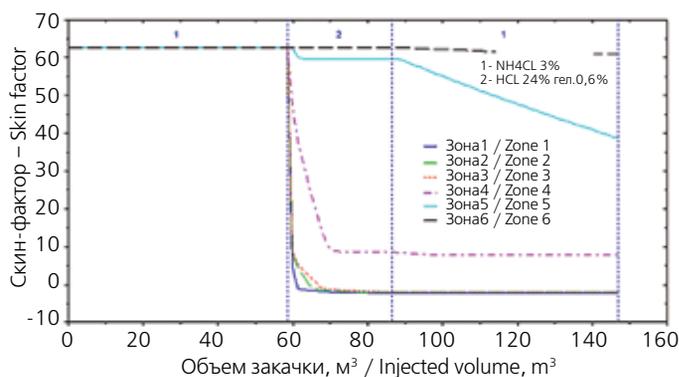


Рисунок 18 – Изменение скин-фактора по каждой зоне в зависимости от объема закачанной жидкости для гелированной 24%-ной HCl

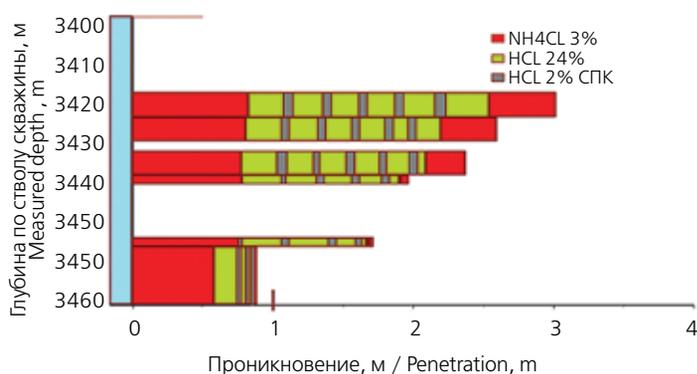


Рисунок 19 – Глубина проникновения гелированной 24%-ной HCl, закачиваемой с отклонителем в ПЗП
Figure 19 – Penetration depth of gelled 24% HCl injected with a diverter into the bottomhole zone

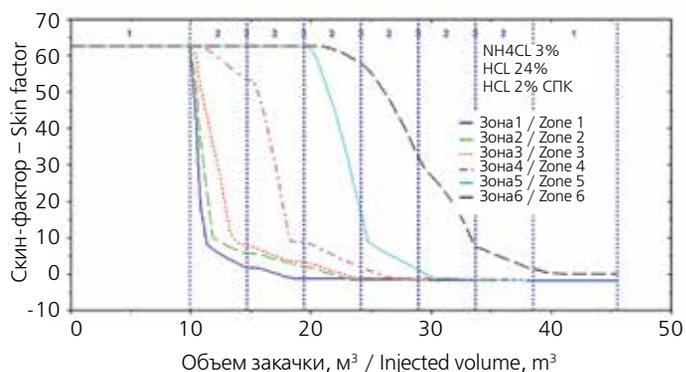


Рисунок 20 – Изменение скин-фактора по каждой зоне в зависимости от объема закачанной жидкости для 24%-ной HCl, закачиваемой с разработанным отклонителем
Figure 20 – Changing the skin factor for each zone depending on the volume of fluid injected for 24% HCl, injected with a developed whipstock

также его слабое снижение в зоне 5 (рис. 18). Проникновение кислоты вглубь пласта почти не меняется по сравнению с негелированной

is also confirmed by figure 16 where the skin factor for zones 5 and 6 remains unchanged from the original, while for zones 1, 2 and 3 it drops below zero. Treatment with gelled acid is almost the same – skin factor decreases in zones 1–4 and slightly decreases in zone 5 (fig. 18). The penetration of acid into the reservoir depth is almost unchanged in comparison with non-gelled acid, and zone 6, which is thicker and has the lowest permeability, remains almost untreated. The situation changes drastically with turn-based injection of 24% hydrochloric acid and batches of self-thickening flow-diverter composition based on 2% HCl with special additives. Figure 19 shows that acid penetrates into all

Таблица 9 – Результаты моделирования, выраженные через скин-фактор
Table 9 – Simulation results expressed through a skin factor

Система System	Средневзвешенный скин-фактор Weighted average skin factor	Снижение скин-фактора, % Decrease in the skin factor, %
Без обработки (факт) Without treatment (fact)	+63,0	–
Негелированная 24%-ная HCl (прогноз) Non-gelled 24% HCl (forecast)	+27,6	56
Гелированная 24%-ная HCl (прогноз) Gelled 24% HCl (forecast)	+24,5	61
Гелированная 24%-ная HCl (факт) Gelled 24% HCl (fact)	+16,5	74
Негелированная 24%-ная HCl + СПК (прогноз) Non-gelled 24% HCl + SFC (forecast)	-1,3	102

the treated zones, which results in reduction of the skin factor to negative values in all the zones of the well.

Table 9 presents a comparison of weighted average values of the skin factor for all simulation cases.

The qualitative analysis of the forecast results presented in Table 9 shows that each subsequent modification of the carbonate reservoir acid treatment technology provides an additional effect. There is a fact of deviation of actual and predicted values for the case of gelled acid treatment. This fact may be related both to inaccuracies inherent in kinetic equations of real rock dissolution by acid and to inaccuracy of input parameters. However, the difference between the actual and predicted values by 13% in this particular case can be considered as acceptable.

OPINION AND RECOMMENDATIONS

This article allows to trace the evolution of acid treatments in carbonate reservoirs using chemical diverters. When considering the data presented, it is shown that the design of the treatment with the use of mathematical simulation methods plays an important role. It allows not only to estimate the efficiency of acid placement in the long intervals, but also to estimate the well productivity after this treatment.

In this article the results of performed acid treatment using gelled acid were compared with the simulated treatment parameters including a new self-thickening flow-diverter composition. Such a composition can be considered optimal for the presented case because the

кислотой, а зона б, обладающая большой толщиной и самой низкой проницаемостью, остается практически необработанной. Ситуация кардинально меняется при последовательно чередующейся закачке в скважину пачек 24%-ной соляной кислоты и пачек самозагущающейся потокоотклоняющей композиции на основе 2%-ной HCl со специальными добавками. На рисунке 19, где изображено проникновение кислоты вглубь пласта, видно, что кислота попадает во все обрабатываемые зоны, результатом чего является снижение скин-фактора до отрицательных значений во всех зонах скважины.

В таблице 9 представлено сравнение средневзвешенных значений скин-фактора для всех рассматриваемых случаев моделирования.

При качественном анализе представленных в табл. 9 прогнозных результатов видно, что каждая последующая модификация технологии кислотной обработки карбонатного коллектора представляет дополнительный эффект. Присутствует наличие факта отклонения фактических и прогнозных значений для случая обработки пласта гелированной кислотой. Данный факт может быть связан как с неточностями, заложенными в кинетические уравнения растворения реальной породы кислотой, так и с неточностью входных параметров. Однако расхождение между фактическими и прогнозными значениями на 13% в данном конкретном случае можно рассматривать как правомочное.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ И РЕКОМЕНДАЦИИ

Данная статья позволяет проследить эволюцию кислотных обработок в карбонатных коллекторах с использованием химических отклонителей. При рассмотрении представленных данных показано, что немаловажную роль играет дизайн обработки с применением методов математического моделирования, позволяющих не только дать оценку эффективности размещения кислоты в продолжительных по высоте вскрытых интервалах пласта, но и оценить производительность скважины после такой обработки.

В данной статье были сопоставлены результаты фактически проведенной кислотной обработки с использованием гелированной кислоты с модельными параметрами обработки, включающими новую самозагущающуюся потокоотклоняющую композицию. Такую композицию можно назвать оптимальной для представленного случая, так как прирост по рассматриваемой скважине мог составить 90 м³/сут. вместо фактически полученных 23,5 м³/сут. Данное сравнение позволяет заключить, что новая разработка в виде СПК, может быть с успехом применена на рассмотренном месторождении Республики Казахстан. ☉

growth of the well under study could be 90 м³/day instead of factual 23.5 м³/day. This comparison allows to conclude that the newly developed SFC can be successfully applied in this field in the Republic of Kazakhstan. ☉

ЛИТЕРАТУРА/REFERENCES

- Domelen M.S., Jennings A.R. Alternative acid blends for HPHT applications//Offshore Europe conference, 1995, paper SPE 30419, P. 1–8.
- Domelen M.S., Reddingius A.A., Faber M.J., Buijse M.A. High-temperature acid stimulation offshore the Netherlands//European formation damage conference, 1997, paper SPE 38171, P. 1–14.
- Hill A.D., Rosen W.R. Fluid placement and diversion in matrix acidizing//Centennial petroleum engineering meeting, 1994, paper SPE 27982, P. 1–11.
- Bybee K. Acid placement and diversion//Journal of petroleum technology, 2010, № 62(6), P. 53–54.
- Neto A.T., et al. Self-diverting acid for effective carbonate stimulation offshore Brazil: A successful history//European formation damage conference and exhibition, 2013, paper SPE 165089, P. 1–13.
- MacGee J., Buijse M.A., Pongratz R. Method for effective fluid diversion when performing a matrix acid stimulation in carbonate formations//Middle East oil show and conference, 1997, paper SPE 37736, P. 1–11.
- Nasr-El-Din H.A. et al. Reaction kinetics of gelled acid with calcite//International oil & gas conference and exhibition, 2006, paper SPE 103979, P. 1–13.
- Zhang D.Z. et al. Measurement of reaction rate of gelled acids and calcite with the rotating disk apparatus//Natural Resources, 2017, № 8, P. 559–568.
- Zernboub.M. et al. Matrix acidizing: a novel approach to foam diversion//SPE Production and Facilities, 1994, № 9(2), paper SPE 22854 P. 1–6.
- Thompson K., Gdanski R.D. Laboratory study provides guidelines for diverting acid with foam//SPE Production and Facilities, 1993, № 8(4), paper SPE 23436 P. 1–6.
- Saxon A., et al. An effective matrix diversion technique for carbonate formation//SPE Middle East oil show, 1997, paper SPE 37734, P. 1–8.
- Rabie A.I., Gomaa A.M., Nasr El-Din H.A. Reaction of in-situ-gelled acids with calcite. Reaction-rate study//SPE productions and operations conference and exhibition, 2010, paper SPE 133501, P. 1–18.
- Магадова Л.А, Силин М.А., Глущенко В.Н. Нефтепромысловая химия. Технологические аспекты и материалы для гидроразрыва пласта: учеб. пособие для вузов. – М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2012. – 423 с.
- Потешкина К.А. Разработка и исследование осадкогелеобразующего состава для повышения нефтеотдачи пластов: Дис. канд. техн. наук. РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, Москва, 2016.
- Цыганков В.А. Разработка кислотных составов для низкопроницаемых терригенных коллекторов с повышенным содержанием карбонатов: Дис. канд. техн. наук. РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, Москва, 2011.
- Recommended Practice for Measuring Stimulation and Gravel-pack Fluid Leakoff Under Static Conditions. API RP 13M-4-2006.
- Bybee K. A structured approach to candidate selection and stimulation treatment design//Journal of petroleum technology, 2001, № 53(08), SPE 0801-0059, P. 59.
- Nitters G. et al. Structured approach to advanced candidate selection and treatment design of stimulation treatments//SPE annual conference and exhibition, 2000, paper SPE 63179, P. 1–8.
- Kartoadmodjo G.P. Risk-based candidate selection workflow improve acid stimulation success ratio in mature field//Asia Pacific oil and gas conference and exhibition, 2007, SPE paper 109278, P. 1–12.
- Paccaloni, G. A new, effective matrix stimulation diversion technique//SPE Production & Facilities, 1995, № 10(3), paper SPE 24781, P. 1–6.

Coiled/tubing Limes

ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА
ВРЕМЯ ГРП

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



КОЛТЮБИНГ –
это инструмент,
преображающий все
внутрискважинные работы

www.cttimes.org

72

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

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

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

**Поставка запасных частей,
комплектаций
и инструмента**



**Выездной текущий
ремонт и обслуживание
специального
нефтесервисного
оборудования**



**Модернизация
и капитальный ремонт
оборудования ГРП и ГНКТ**



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

Liberty Oilfield Services подхватила у «Шлюмберже» бизнес по проведению гидроразрыва пласта в Северной Америке



Liberty Oilfield Services Inc. подтвердила желание обменять 37% акций компании на североамериканский флот ГРП компании «Шлюмберже». Компания «Шлюмберже» прекратила проведение гидроразрыва, что свидетельствует о серьезном упадке в отрасли добычи сланцевой нефти в США.

Приобретение компанией Liberty Oilfield Services подразделения «Шлюмберже» по ГРП сделает эту компанию третьей по величине нефтесервисной компанией по доходам в Северной Америке. Кроме флота ГРП в периметр сделки входят две шахты по добыче песка в штате Техас и другие объекты.

Тезисы Liberty Oilfield:

- было много предложений по покупке бизнеса ГРП, но только бизнес «Шлюмберже» как лидера в области технологий показался нам подходящим;
- предполагается, что 2021 году будет запущено около 200 флотов ГРП, если производители оставят в силе планы по сохранению уровня добычи сланцевого газа и нефти;
- количество действующих флотов ГРП компании постоянно увеличивается с мая 2020 года;
- нефтяным компаниям США придется ограничить рост добычи, чтобы предотвратить новый цикл бума-спада по мере роста цен;
- в начале 2020 года цены на нефть в США упали более чем на 50%, и у компании случились первые увольнения, так как коронавирус снизил спрос на топливо, но теперь компания повторно нанимает и возвращает уволенных работников.

В последние годы из сегмента добычи сланцевых нефти и газа ушли также Baker Hughes и Weatherford International.

Halliburton осталась единственной глобальной нефтесервисной компанией, занимающейся завершением нефтегазовых скважин на сланцевых месторождениях. Но даже она заявила, что вкладывается в зарубежные проекты исключительно в расчете на быстрый рост.

Агентство Bloomberg считает, что бизнес в сегменте нефтегазового сервиса, возможно, никогда не восстановится до прежних высот.

Гендиректор «Шлюмберже» О. Ле Пеша печально

заявил, что сделка с Liberty – это последний шаг, чтобы приспособиться к нефтяному кризису. Ранее компания объявила, что планирует сократить более 21 тыс. рабочих мест. Также компания намерена перестроить свой бизнес по всему миру.

Если нефть не подорожает, это будет конец для сланца США

Один из ключевых источников финансирования сланцевиков США испаряется, как снег под весенним солнцем. Причем именно в тот момент, когда сланцевики нуждаются в деньгах больше, чем когда-либо.

Многие крупные банки, которые долгие годы кредитовали сотни независимых буровых компаний, отошли от сектора с беспрецедентной скоростью. И есть все признаки того, что осенью кредитные ресурсы продолжат сокращаться, отмечает ресурс World Oil. И учитывая, что цены на нефть никак не могут устойчиво преодолеть уровень в 40 долларов за баррель, будущее сланцевых операторов представляется довольно мрачным.

«Пока цены на нефть остаются на уровне 40 долларов за баррель и ниже, думаю, что банки будут проявлять большую осторожность в кредитовании нефтяников и продолжат отступление от сектора, – говорит аналитик Bloomberg Intelligence Спенсер Каттер. – Если цены останутся ниже 40 долларов за баррель, это будет конец для сланца».

Кредитованием сланцевиков занимаются не только банковские гиганты США, такие как JPMorgan Chase и Wells Fargo, но и более мелкие региональные организации, такие как BOK Financial Corp., Cadence Bancorp и Amegy Bank NA. Сланцевые компании обычно договариваются о своих кредитных линиях весной и осенью.

Как раз весной банки начали сокращать объем кредитования. Согласно S&P Global Ratings, базы заимствований, которые определяются залоговой стоимостью запасов нефти и газа, сократились в среднем на 23%, а кредитные обязательства были снижены в среднем на 15%.

Для операторов с высокими затратами текущая ценовая среда выглядит крайне сложной. По данным Bloomberg,



в общей сложности 27 энергетических компаний США объявили о банкротстве с начала года до 20 июля. Многие из них являются сланцевыми операторами, такие как Chesapeake Energy Corp., Whiting Petroleum Corp. и Ultra Petroleum Corp.

Производители сланцевой нефти США борются за новые федеральные разрешения

Производители нефти, работающие на основных сланцевых месторождениях США, накапливают разрешения на бурение на федеральных землях в преддверии ноябрьских президентских выборов. Они опасаются, что победа кандидата от демократов Джо Байдена приведет к пресечению деятельности на месторождениях, сообщает Reuters.

Количество федеральных разрешений на бурение новых скважин в Пермском бассейне, расположенном в Техасе и Нью-Мексико, за последние три месяца выросло примерно на 80%. Аналитики связывают такой рост с хеджированием против победы Байдена, который в настоящее время опережает действующего президента США Дональда Трампа на несколько очков в общенациональном опросе. Байден заявил, что не хочет полностью запрещать гидроразрыв пласта (ГРП), что противоречит намерениям многих защитников окружающей среды и активистов Демократической партии. Однако его климатический план включает в себя запрет на выдачу новых разрешений на добычу нефти и газа на государственных землях.

По мнению отраслевых групп, это нанесет ущерб экономике и остановит энергетический бум, сделавший Соединенные Штаты крупнейшим производителем сырой нефти в мире.

Сланцевая революция привела к увеличению добычи нефти в США примерно до 12 млн барр./сут. в прошлом году за счет ГРП. С экологической точки зрения эта технология является спорной, поскольку подразумевает закачку воды, песка и химикатов в породу под высоким давлением для отделения нефти и/или природного газа.

По состоянию на 24 августа 2020 года добывающие компании получили 974 разрешения на обустройство новых скважин на федеральных землях в Пермском бассейне по сравнению с 1068 за весь прошлый год и 265 в 2018 году, свидетельствуют данные Enverus.

Борьба за новые разрешения ведется вопреки слабым перспективам бурения и низким ценам на нефть. Согласно данным нефтесервисной компании Baker Hughes, количество установок, бурящих новые скважины, достигло в США рекордного минимума за 15 недель. В этой связи аналитики не ожидают резкого роста буровой активности в краткосрочной перспективе.

Неопределенность в отношении запрета и других возможных нормативных изменений, включая предложение об изменении лицензионных платежей с учетом климатических затрат, означает, что перед выборами будет выдано больше разрешений,

утверждает Бернадетт Джонсон, вице-президент Enverus.

По словам Артема Абрамова, руководителя отдела исследований сланцев в Rystad Energy, гонка за разрешениями сосредоточена в районе Пермского бассейна, расположенного в Нью-Мексико. Он считает, что около 85% разрешений на обустройство новых скважин в этом году было выдано для работы на федеральных землях по сравнению с 60% в 2018 и 65% в 2019 годах. Это свидетельствует о том, что компании пытаются ускорить получение разрешений.

Губернатор Нью-Мексико, демократка Мишель Лухан Гришам заявила, что будет настаивать на отказе от любых запретов на бурение. Штат является одним из самых бедных в стране, и треть его бюджета составляют доходы от нефти и газа. Около 65% производства в Нью-Мексико приходится на федеральные земли.

В Беларуси внедрена новая технология интенсификации нефтедобычи



Белорусские нефтяники внедрили новую технологию интенсификации добычи нефти. Речь идет о кластерном многостадийном гидроразрыве пласта (ГРП) по технологии Plug & Perf.

Технологические операции успешно выполнены на скважине № 67 Северо-Домановичского месторождения. В операциях были задействованы работники тампонажного управления компании «Белоруснефть», управлений по повышению нефтеотдачи пластов и ремонту скважин, а также промыслово-геофизических работ. Сопровождали мероприятия специалисты института «БелНИПИнефть». Заказчиком выступило НГДУ «Речицанефть». Курировал внедрение технологии главный инженер – заместитель генерального директора «Белоруснефти» Антон Серебренников.

«Название технологии, пришедшей в белорусский регион из Северной Америки с ее сланцевой революцией, дословно переводится как «пробка и перфорация». Это раскрывает суть методики», – отметили в пресс-службе компании.

По словам первого заместителя начальника – главного инженера НГДУ «Речицанефть» Василия Фролова, использование новой технологии позволяеткратно снижать время на подготовку скважины к следующему этапу ГРП. «При проведении поинтервальной обработки по классической технологии на обычной скважине цикл

отсечения выполненной зоны и перфорация следующей может длиться от двух до пяти суток. При применении технологии Plug & Perf понадобится от 3 до 6 часов», – уточнил он.

Немаловажной особенностью новой технологии является одновременное создание нескольких трещин ГРП за одну закачку.

«ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» обеспечивает безопасность эксплуатации газовых скважин

Основной регион газодобычи ПАО «ЛУКОЙЛ» в России – месторождения Большехетской впадины, имеющие сложное геологическое строение. Оно обусловлено наличием многопластовых нефтяных, нефтегазоконденсатных и газовых залежей. Для их эффективной разработки необходимо применение современных технико-технологических решений.

Наличие заколонных перетоков по цементному кольцу остается одной из наиболее острых проблем при разработке и эксплуатации газовых месторождений: газ, находящийся в пласте под давлением, проникает через поровые каналы цементного камня, трещины, каверны или зазоры между цементом и колонной в межколонное пространство. Данное осложнение проявляется на устье скважины в виде давления, препятствующего безопасной эксплуатации скважин. Все это может приводить к проблемам и влечет за собой затраты на их устранение. Эта проблема часто встречается и на других газовых месторождениях.

Именно поэтому на месторождениях Большехетской впадины приоритетной задачей является формирование герметичного межколонного пространства (МКП) в процессе строительства скважин.

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» разрабатывает технологические решения и на постоянной основе выполняет инженерное сопровождение цементирования обсадных колонн скважин на месторождениях Большехетской впадины. Разработаны и внедрены рецептуры тампонажных растворов на основе «самозалечивающихся» цементов с добавкой эффективных реагентов газоблокаторов, которые обеспечивают восстановление целостности затрубного пространства. Применяемые материалы способны восстанавливать нарушенную герметичность при возникновении в цементном кольце каналов и микрозазоров, благодаря чему удается предотвратить перетоки пластовых флюидов при эксплуатации скважин.

Дополнительная герметизация МКП достигается за счет заполнения его гель-полимерными составами, создающими постоянное воздействие столба жидкости на газовые пласты после окончания строительства скважин, что также препятствует миграции газа по заколонному пространству.

Вместе с совершенствованием рецептур цементных растворов и технологий крепления реализуются и мероприятия по качественной подготовке ствола

скважины. Перечисленный комплекс решений позволил значительно сократить число случаев возникновения межколонных давлений на Пякяхинском месторождении.

Поиск технологий по повышению герметичности заколонного пространства газовых скважин продолжается. В филиале «КогалымНИПИнефть» ведутся научно-исследовательские работы по упрочнению фильтрационной корки бурового раствора на стенках скважины и повышению адгезии цементного камня к горным породам. Их внедрение должно полностью исключить вероятность возникновения заколонных перетоков по цементному кольцу и, как следствие, образование МКД.

Указанные подходы после их адаптации к конкретным геолого-техническим условиям могут тиражироваться и в других регионах деятельности ПАО «ЛУКОЙЛ».

«ЛУКОЙЛ» испытал новый метод освоения скважин после ГРП



ПАО «ЛУКОЙЛ» успешно апробировало на своих месторождениях в Республике Коми и Западной Сибири технологию «чистой скважины».

Новый метод отработан на промыслах, где для стабилизации добычи углеводородного сырья и интенсификации притоков применяется гидравлический разрыв пласта (ГРП) – на Возейском, Усинском и Кыртаельском месторождениях, а также на Поточном и Повховском.

Оборудование, используемое при технологии «чистой скважины», позволяет восстанавливать забой после проведения ГРП, разрушая пропантные пробки без создания циркуляции в скважинах с низким пластовым давлением. Применение технологии помогает извлечь разрушенные частицы с минимальным негативным воздействием рабочей жидкости на призабойную зону пласта.

Преимущество технологии – в сокращении времени работы бригад капитального ремонта скважин, а также в снижении затрат по нормализации и очистки забоя скважин. Помимо того, метод «чистой скважины» обеспечивает более ранний ввод в эксплуатацию скважины после ремонта.

Технология будет использована на ряде месторождений компании в Западной Сибири и Тимано-Печорской провинции.

Специалисты «Белоруснефти» обновили рекорд суточной проходки при бурении боковых стволов

31 августа 2020 года августа на скважине № 59s2 Вишанского месторождения за сутки пробурено 333 метра. Препрежний максимум продержался всего 18 дней. Тогда за сутки было пройдено 317 метров. На этот раз отличилась бригада № 3 Управления по повышению нефтеотдачи пластов и ремонту скважин. Работает этот коллектив на установке APC-100.

При бурении применялся целый комплекс современных инновационных решений. Это винтовые забойные двигатели ООО «ПФ «Сокол», телеметрическая система Compass и долото Halliburton 139,7GTD54Ks, которое спроектировано под сложные геологические условия белорусского нефтяного региона. Также использовали новую систему бурового поликатионного раствора «Катбурр» компании ООО «Газпром ВНИИГАЗ».

Компанией «Татнефть» с начала разработки добыто 10 миллионов тонн сверхвязкой нефти (СВН)

Добычу СВН «Татнефть» начала в 2006 году, впервые в России внедрив собственные технологии разработки на основе парогравитационного дренирования парными горизонтальными скважинами. Впоследствии был осуществлен переход к более эффективному и технологичному бурению одноустьевых горизонтальных скважин.

Объектом промышленного освоения СВН на месторождениях является шешминский горизонт уфимского яруса, залегающий на глубинах от 60 до 200 м.

В настоящее время общий эксплуатационный фонд включает 1046 скважин (482 добывающих, 480 нагнетательных, 84 пароциклических). Межремонтный период эксплуатации скважин составляет 1140 сут.

При реализации технологии паротеплового воздействия на пласт компания применяет методы парогравитационного дренажа и пароциклического воздействия.

При использовании метода парогравитационного дренажа на расстоянии пяти метров в вертикальной плоскости бурятся две параллельные горизонтальные скважины – верхняя паронагнетательная и нижняя добывающая. Метод пароциклического воздействия подразумевает бурение одной горизонтальной скважины, эксплуатируемой в циклическом режиме закачки пара и отбора продукции.

Созданное в 2016 году управление по добыче СВН позволило компании консолидировать опыт работы в данном направлении и осуществлять более широкое внедрение и поиск решений по увеличению эффективности разработки залежей СВН. С 2019 года «Татнефть» реализует проект СВН-3200, который в текущем году расширен за счет ввода скважин

уплотняющего бурения и 2 дополнительных (Солдатского и Олимпиадовского) залежей СВН.

Сегодня разработаны эффективные технологии, позволяющие ускорить срок освоения скважин с выходом на проектный дебит с 11 до 3 месяцев, а также реализуются мероприятия по сокращению эксплуатационных затрат, позволившие снизить себестоимость добычи с 2016 года практически в 2 раза.

Компания продолжает развивать инновационные технологии, повышающие эффективность разработки месторождений, расширяет географию проекта СВН. В 2020 году пробурены 240 и в планах пробурить еще 146 оценочных скважин. По результатам планируется ежегодное бурение более 50 эксплуатационных скважин. Годовая добыча СВН ожидается в объеме 3,3 млн т.

Три сценария развития энергетической отрасли на ближайшие 30 лет

Рост глобального спроса на нефть не возобновится в ближайшие 30 лет, даже если политика в отношении изменений климата не ужесточится, пишет британская энергетическая компания BP в своем ежегодном прогнозе до 2050 года.

Outlook BP в 2020 году содержит три сценария развития энергетической отрасли на ближайшие 30 лет. Так, «Быстрый» (Rapid) сценарий предусматривает принятие соответствующих мер, которые увеличат стоимость парниковых выбросов для производителей на 70% к уровню 2018 года. «Нулевой» (Net Zero) сценарий предполагает не только ужесточение климатической политики, но и изменение социального и потребительского поведения в отношении использования энергии. В этом варианте выбросы углерода должны упасть на 95% к 2050 году. «Обычный» сценарий подразумевает сохранение текущих трендов без значительных и резких изменений в глобальной политике.

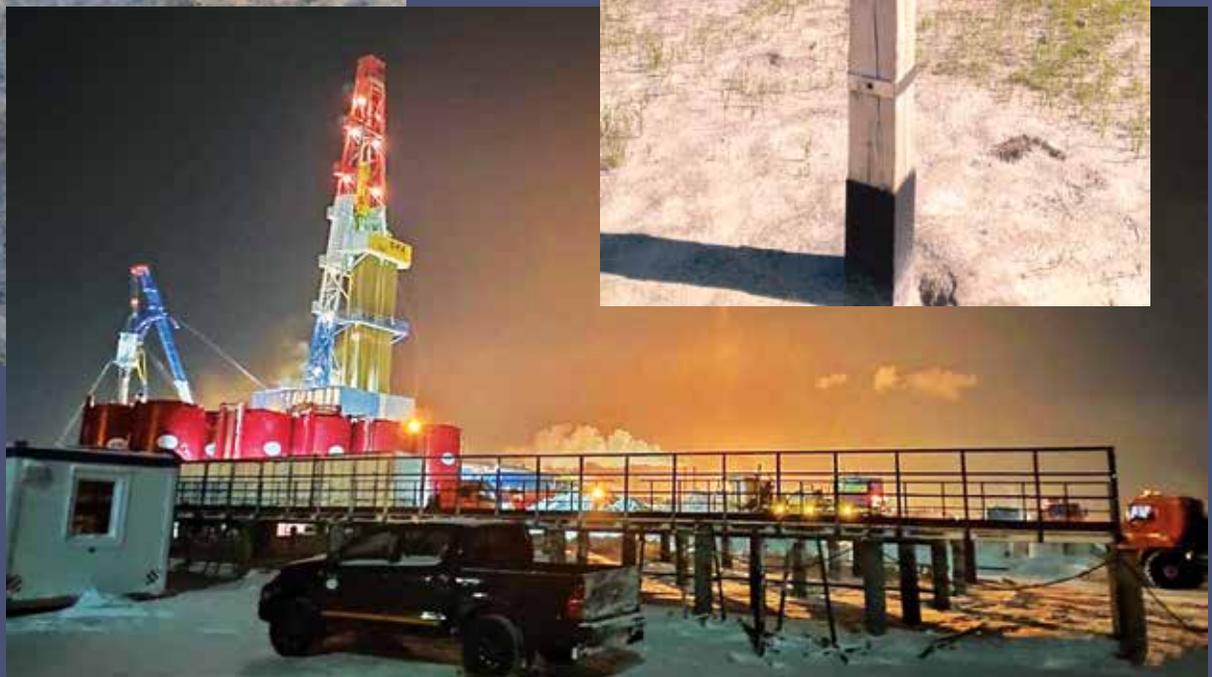
Все три сценария предвещают падение спроса на нефть в ближайшие три десятилетия. Так, по «Обычному» сценарию потребление нефти снизится на 10% к 2050 году, по «Быстрому» – на 55%, а по «Нулевому» – на 80%. При этом восстановление спроса на докризисном уровне BP ждет только в обычном сценарии, согласно которому спрос выйдет на плато в ближайшие несколько лет. По двум другим сценариям развития энергетической отрасли спрос никогда не вернется на уровни, предшествующие пандемии COVID-19.

«Снижение спроса на нефть связано с ростом эффективности и электрификацией автомобильных перевозок», – поясняют в BP. Во всех трех сценариях пик потребления нефти в транспорте приходится на середину и конец 2020-х годов. В BP считают, что доля нефти в транспортном потреблении упадет с уровня в более чем 90% в 2018 году до около 80% к 2050 году в «Обычном» сценарии, до 40% – в «Быстром» и до 20% – в «Нулевом». ©

КРАСОТА МЕСТОРОЖДЕНИЙ

THE BEAUTY OF OILFIELDS

Фотографии предоставлены С.М. Симаковым, ООО «Газпромнефть НТЦ»
The photos are published by courtesy of S. Simakov, Gazpromneft NTC







Society of Petroleum Engineers

Российская нефтегазовая техническая конференция SPE

26–29 октября 2020 | **Онлайн**

Зарегистрируйтесь сегодня!

Для регистрации посетите сайт конференции: go.spe.org/20rptc-link



По вопросам спонсорской поддержки обращайтесь:
Ирина Меркуль, менеджер проектов SPE, imerkul@spe.org.



**Российское отделение Ассоциации специалистов
по колтюбинговым технологиям
и внутрискважинным работам**

**Russian Chapter of the Intervention
and Coiled Tubing Association**



ICOTA
РОССИЯ



Контактная информация

**Пыжевский переулк, 5, строение 1, офис 224
Москва 119017, Российская Федерация
Телефон: +7 499 788 91 24; +7 (916) 512 70 54
Факс: +7 499 788 91 19
E-mail: info@icota-russia.ru**

Contact information

**5/1 Pyzhevsky lane, Suite 224
119017 Moscow, Russian Federation
Telephone: +7 499 788 91 24; +7 (916) 512 70 54
Fax: +7 499 788 91 19
E-mail: info@icota-russia.ru**



Целью Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам является развитие возможностей для профессионального общения специалистов, аккумуляция технических знаний, обобщение опыта применения инновационных технологий, содействие внедрению новейших разработок в области колтюбинговых технологий и других сегментов высокотехнологичного нефтегазового сервиса и стандартов безопасности проведения работ.

Российское отделение Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA-Россия) является информационной структурой и осуществляет свою деятельность в соответствии с Соглашением о сотрудничестве, заключенным между Ассоциацией специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA) и Некоммерческим партнерством «Центр развития колтюбинговых технологий».

ЗАЯВЛЕНИЕ

Прошу принять меня в члены ICoTA-Россия

Фамилия _____ Написание по-английски _____

Имя _____ Написание по-английски _____

Отчество _____

Организация/компания/структура _____

Должность _____

Адрес электронной почты _____

Телефон служебный _____ Факс _____

Телефон мобильный _____

Почтовый адрес для связи _____

Дата _____

Подпись _____

Пожалуйста, отправьте заполненное заявление по факсу: +7 499 788 91 19
или скан заявления на e-mail: info@icota-russia.ru



**Медиаплан распространения журнала
«Время колтюбинга. Время ГРП»
на отраслевых мероприятиях в 2020 году**

ВК № 3/73, сентябрь-2020

Мероприятие	Дата проведения	Страна, город	Организатор	Сайт мероприятия
11-я Международная научно-практическая конференция «Строительство и ремонт скважин»	21-26.09.2020	Анапа	«Черноморские нефтегазовые конференции»	
«Сургут. Нефть и газ – 2020»	23-25.09.2020	Сургут	АО ОБЦ «Югорские контракты»	https://oil.expoperm.ru/
Тюменский нефтегазовый форум	22-24.09.2020	Тюмень		https://oilgasforum.ru/
XIII специализированная выставка «Нефтедобыча. Нефтепереработка. Химия – 2020»	20-22.10.2020	Самара	ВК «Экспо-Волга»	https://gasoil-expo.ru/
«Нефть и Газ. Химия – 2020»	20-23.10.2020	Пермь	ВО «Пермская ярмарка»	https://expoperm.ru/oil/
«Химия. Нефть и газ – 2020»	29-02.10.2020	Беларусь, Минск,	ВУП «Экспофорум»	https://expoperm.ru/oil/
KIOGE Kazakhstan – 2020	30.09.2020 - 02.10.2020	Казахстан, Алматы,	Iteca	http://chemistryexpo.by/
Российская нефтегазовая техническая конференция SPE	12-14.10.2020	Москва	SPE	worldexpo.pro/kioge-kazakhstan
XV конференция «Нефтегазовый сервис в России» («Нефтегазсервис-2020»)	29.10.2020	Москва	«Московские нефтегазовые конференции»	https://www.spe.org/events/ru/2020/conference/20rptc/russian-petroleum-technology-conference.html
ADIPEC-2020	09-12.11.2020	ОАЭ, Абу-Даби	ABU DHABI NATIONAL EXHIBITION CENTER (ADNEC)	https://www.adipec.com/
21-я Международная научно-практическая конференция «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы»	12-13.11.2020	Москва	ООО «Время колтюбинга»	http://www.cttimes.org/conf/
XIV межрегиональная специализированная выставка «Нижневартовск. Нефть и газ – 2020»	12-13.11.2020	Нижневартовск	ООО «ВК «Сибэкспосервис»	http://www.ses.net.ru/index.php/calendar
Специализированная выставка «Нефть. Газ. Химия»	24-26.11.2020	Красноярск	ЗАО ВК «Красноярская ярмарка»	https://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 Поля Сезанна «Натюрморт с яблоками и кувшином»
Fragment of the painting by Paul Cézanne "Still Life with Apples and Pitcher"

Почетный редактор – **Рон Кларк** (rc@cttimes.org);
главный редактор – **Галина Булыка** (halina.bulyka@cttimes.org);
директор по стратегическому развитию проекта «Время колтюбинга» –
Артем Грибов (artem.gribov@cttimes.org);
научный редактор – **Антон Федоренко**, канд. физ.-мат. наук;
Переводчики – **Сергей Масленицин, Христина Булыко, Григорий Фомичев, Светлана Лысенко**;
ответственный секретарь – **Наталья Михеева**;
маркетинг и реклама – **Марина Куликовская** (advert@cttimes.org);
дизайн и компьютерная верстка – **Людмила Гончарова**;
подписка и рассылка – cttimes@cttimes.org.

Журнал распространяется по подписке среди специалистов
нефтегазовых компаний и профильных научных институтов.
Осуществляется широкая персональная рассылка руководителям
первого звена.

Материалы, автор которых не указан, являются продуктом
коллективной работы сотрудников редакции.

При перепечатке материалов ссылка на журнал «Время колтюбинга»
обязательна.

Редакция не всегда разделяет мнение авторов статей.

Honorary editor – **Ron Clarke** (rc@cttimes.org);
Editor-in-chief – **Halina Bulyka** (halina.bulyka@cttimes.org);
Director of Strategic Development "Coiled Tubing Times" –
Artem Gribov (artem.gribov@cttimes.org);
Scientific editor – **Anton Fedorenko**, Doctor of Phys.-Math.;
Translators – **Sergey Maslennitsin, Christina Bulyko, Gregory Fomichev, Svetlana Lysenko**; Executive editor – **Natallia Mikheyeva**;
Marketing and advertising – **Marina Kulikovskaya** (advert@cttimes.org);
Design & computer making up – **Ludmila Goncharova**;
Subscription & distribution – cttimes@cttimes.org.

The Journal is distributed by subscription among specialists
of oil and gas companies and scientific institutions. In addition,
it is also delivered directly to key executives included into
our extensive mailing list.

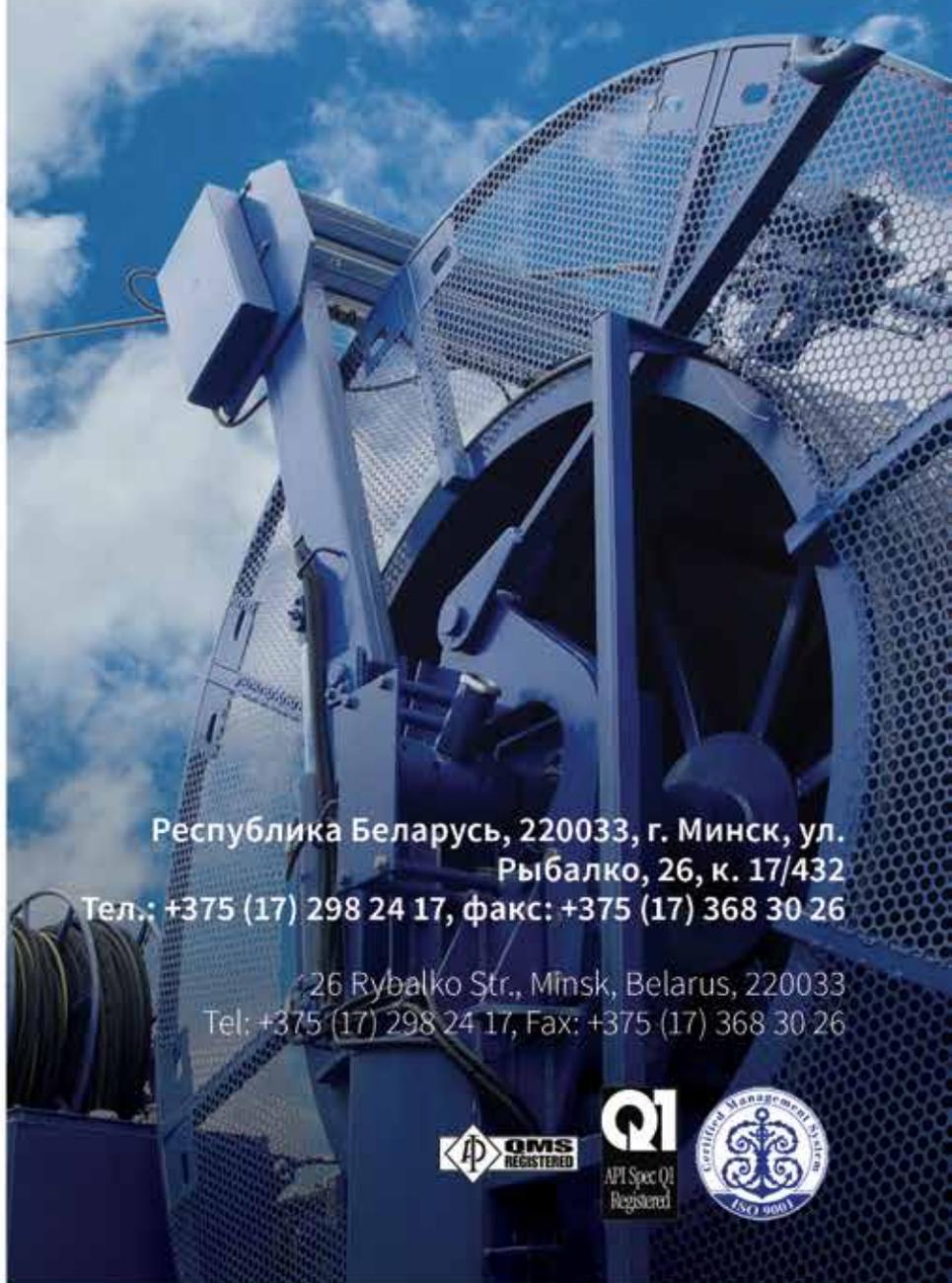
The materials, the author of which is not specified, are the product of the
Editorial Board teamwork. When reprinting the materials the reference to the
Coiled Tubing Times is obligatory. The articles provided in this journal do not
necessarily represent the opinion of the Editorial Board.

The Journal offers a cooperation to advertisers and persons concerned.



**Колтюбинговое, азотное
и насосное оборудование**
Coiled tubing, nitrogen and
pumping equipment

Оборудование для ГРП
Fracturing equipment



Республика Беларусь, 220033, г. Минск, ул.
Рыбалко, 26, к. 17/432

Тел.: +375 (17) 298 24 17, факс: +375 (17) 368 30 26

26 Rybalko Str., Minsk, Belarus, 220033
Tel: +375 (17) 298 24 17, Fax: +375 (17) 368 30 26





- 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