ISSN 1817-3330

Coiled tubing times

ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА
ВРЕМЯ ГРП

издается с 2002 года / has been published since 2002

3 (069), Сентябрь/September 2019

Партнер выпуска
компания ESTM

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

БУДУЩЕЕ – ЗА ВЗАИМОДЕЙСТВИЕМ ГОСУДАРСТВА И НЕДРОПОЛЬЗОВАТЕЛЕЙ
THE FUTURE IS THE INTERACTION OF THE STATE AND SUBSOIL USERS

КОЛТЮБИНГ РАСШИРЯЕТ ГРАНИЦЫ МНОГОСТАДИЙНОГО ГРП
COILED TUBING HAS SET NEW BENCHMARKS FOR MULTISTAGE FRACTURING

ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ СТАНДАРТА ISO 16530-1
KEY NOTES ON ISO 16530-1

ЭСТМ: НАША ТРУБА СООТВЕТСТВУЕТ ПОКАЗАТЕЛЯМ ЛУЧШИХ ЗАРУБЕЖНЫХ АНАЛОГОВ
ESTM: OUR COILED TUBES ARE AS GOOD AS THOSE OF BEST FOREIGN ANALOGUES

ИННОВАЦИОННОЕ РЕШЕНИЕ ДЛЯ БОРЬБЫ С КОРРОЗИЕЙ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ С НЕТРАДИЦИОННЫМИ ЗАПАСАМИ
AN INNOVATIVE SOLUTION TO CORROSION ISSUES IN UNCONVENTIONAL OPERATIONS

www.cttimes.org

69

Время колтюбинга Время ГРП/ Coiled Tubing Times 3 (069)

МашОйл

Только оригинальные запчасти!
Только профессиональные услуги!

СЕРВИС КОЛТЮБИНГОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ ТЕПЕРЬ ЕЩЕ ДОСТУПНЕЕ

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

Основные наши услуги это:

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

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

www.mashoil.ru

Приёмная: Телефон: +7 (499) 788-91-24
E-mail: info@mashoil.ru

Продажи и сервис: Телефон: +7 (499) 350-07-84
E-mail: sales@mashoil.ru

ICOTA РОССИЯ

Coiled tubing times
ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА
ВРЕМЯ ГРП

КОЛТЮБИНГ
НП «ЦРКТ»
NP CTTDC

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

The 20th 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

7–8 ноября 2019 года,
Россия, Москва, гостиница «Новотель»
(Пресненская наб., 2, ст. м. «Деловой центр», «Выставочная»)

Тематика:

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

November 7–8, 2019,
Russia, Moscow, Novotel Moscow City Hotel
(Presnenskaya emb. 2, "Delovoy Tsentr"/ "Vystavochnaya" metro station)

Conference topics:

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

КОНТАКТЫ / CONTACTS:

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

ПРЕДСЕДАТЕЛЬ РЕДАКЦИОННОГО СОВЕТА

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

РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ

Ж. Атти, вице-президент по международным продажам компании Global Tubing;
Р.М. Ахметшин, заместитель директора ООО «ТаграС-РемСервис» – начальник предприятия «АктюбинскРемСервис»;
Ю.А. Балакиров, д.т.н., профессор, академик Международной академии наук высшей школы;
К.В. Бурдин, к.т.н., главный инженер департамента по ремонту скважин с ГНКТ «Шлюмберже»;
Г.А. Булыка, главный редактор журнала;
Д.В. Воробьев, заместитель генерального директора по производству РУП «Производственное объединение «Белоруснефть»;
Б.Г. Выдрик, директор Некоммерческого партнерства «Центр развития 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. Лапотентова, генеральный директор СЗАО «ФИДМАШ»;
В.В. Лаптев, к.т.н., первый вице-президент Евро-Азиатского геофизического общества;
А.М. Овсянкин, генеральный директор ООО «Пакер Сервис»;
М.А. Силин, д.х.н., первый проректор по стратегическому развитию НИУ РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина;
С. Симаков, руководитель направления внутрискважинных работ Управления интегрированных решений по внутрискважинным работам Блока проектно-функционального обеспечения активов ООО «Газмромнефть НТЦ»;
А.Я. Третьяк, д.т.н., профессор, академик РАЕН, зав. кафедрой «Нефтегазовые техника и технологии» ЮРГТУ (НПИ);
А.В. Трифонов, главный инженер проекта «Ямбург», ООО «Газпромнефть-Заполярье»;
Е.Н. Штахов, к.т.н., зам. генерального директора ООО «НПП «РосТЭКтехнологии»;
Р.С. Яремийчук, д.т.н., профессор, академик РАЕН.

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

PRESIDENT OF EDITORIAL BOARD

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

EDITORIAL BOARD

J. Attie, Vice President, International Sales, Global Tubing;
R. Akhmetshin, Deputy Director of "TagraS-RemServis" – the Head of the Enterprise "AktyubinskRemServis";
Yu. Balakirov, Doctor of Engineering, Professor, Member of the International Higher Education Academy of Sciences;
H. Bulyka, Editor-in-Chief;
K. Burdin, Doctor of Engineering, Coiled Tubing Geomarket Technical Engineer Schlumberger;
R. Clarke, Honorary Editor;
T. Green, Petroleum Engineering Specialist, ICoTA International Sr. Chair;
A. Korotchenko, Director, InTech, LLC;
A. Lapatsentava, Director General, FIDMASH;
V. Laptev, Doctor of Engineering, Vice President of Euroasian Geophysical Society;
A. Ovsiankin, Managing Director, Packer Service LLC;
M. Silin, Doctor of Chemistry, First Vice-Rector for Strategic Development, National Research University Gubkin Russian State University of Oil and Gas;
S. Simakov Well Intervention Manager of the Integrated Solutions Department for HRV of the Design and Functional Support Unit for the assets, Gazmromneft NTC LLC;
E. Shtakhov, Doctor of Engineering, Deputy Director General, "RosTEKtehnologii";
A. Tretiak, Doctor of Engineering, Professor, Member of the Russian Academy of Natural Sciences, Head of Oil and Gas Equipment and Technologies Department, SRSTU (NPI);
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. Yaremiychuk, Doctor of Engineering, Professor, Member of the Russian Academy of Natural Sciences;
S. Zagranichny, Director General, Trican Well Service, LLP, Kazakhstan.

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

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.

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

В этом году наш профессиональный праздник – День нефтяника – пришел очень рано, поскольку первое воскресенье сентября выпало на первый же день месяца. Спешу, хотя и запоздало, поздравить вас, дорогие коллеги, с нашим праздником! Пусть вам всегда сопутствует удача! Ведь каждый ваш рабочий день – это день нефтяника!

Надеюсь встретиться с вами лично в Москве 7-8 ноября. На эти даты запланирована юбилейная 20-я Международная научно-практическая конференция «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы». Она состоится в уже привычном месте – гостинице «Новотель».

Программа предстоящей конференции, как всегда, обещает быть насыщенной. Надеюсь увидеть в числе докладчиков Сергея Симакова и Анатолия Кичигина. Под их авторством в нынешнем номере журнала вышла весьма содержательная статья «Колтюбинг расширяет границы многостадийного гидроразрыва пласта в слабоконсолидированных терригенных коллекторах», раскрывающая возможности применения МГРП на скважинах со сложной геологией. Ярким примером успешного применения МГРП с привлечением ГНКТ стал опыт, полученный на Мессояхском нефтегазоконденсатном месторождении, где эффективно проведен МГРП для трудноизвлекаемых запасов вязкой нефти, залегающих в песчаных слабоконсолидированных коллекторах на небольших глубинах в условиях низких температур.

Снова радует нас самый активный автор 2019 года Годвин Чидибере Нвафор. Его публикация «Основные положения стандарта ISO 16530-1: управление жизненным циклом целостности скважины» раскрывает такие аспекты, касающиеся целостности скважины, которые ранее были слабо известны русскоязычной аудитории. Стандарт ISO 16530-1 (издание 2017 года) предназначен для использования в нефтегазовой промышленности по всему миру. Он рассматривает процесс управления целостностью скважин на каждом этапе эксплуатации, а именно: основные проектирования конструкции скважины; конструкцию скважины; бурение; эксплуатацию; внутрискважинные работы (включая капитальный ремонт) и консервацию. Это первая на русском языке подробная характеристика данного стандарта.

Вашему вниманию также будет предложена вторая часть тезисов докладов, озвученных на Международной конференции по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам SPE/ICoTA-2019. Эти тезисы – сжатое изложение самых передовых работ, осуществленных в мире в последнее время. Вдохновляйтесь идеями!

Обращаю ваше внимание и на ряд материалов, посвященных нефтепромысловой химии. Речь в них идет об использовании сжиженного углеводородного газа в качестве основы жидкости ГРП при разработке трудноизвлекаемых запасов и об исследовании жидкостей гидравлического разрыва пласта, полученных на основе вязкоупругих поверхностно-активных веществ. Всё это очень перспективно!

А еще в выпуске – замечательная «Красота месторождений». Не устаю восхищаться суровой российской природой! Хочу верить, что она не устанет щедро делиться с вами, друзья, своими богатствами!

Рон Кларк

EDITORIAL

This year our professional holiday – the Day of Oil Industry Worker – which falls on the first Sunday in September was also the first day of the month. Though belatedly, I am still willing to congratulate you, my dear colleagues, in this regard! May good fortune be always with you! In fact, each of your business days is a day of oil industry worker!

I hope to see you in Moscow from 7 to 8 November. These are the dates scheduled for the 20th International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference. Novotel Hotel has already become its customary location.

The agenda of the forthcoming conference is expected to be as busy as usual. I look forward to listening to the reports by Sergey Simakov and Anatoly Kichigin. They are the authors of a most significant article published in this issue *Coiled Tubing Has Set New Benchmarks for Multistage Fracturing in Poorly Consolidated Terrigenous Reservoirs*, which article describes the scope of application of multistage fracturing to wells with complex geology. An outstanding example of multistage hydraulic fracturing using coiled tubing has been given by a project in Messoyakha oil, gas and condensate field where multistage fracturing was successfully performed for the production of hard-to-recover heavy oil in poorly consolidated reservoirs at shallow depths and low temperature.

Again, we have the pleasure to hear from Godwin Chidiebere Nwafor, the most active contributor to our journal in 2019. His *Key Notes* on ISO 16530-1: *Well Integrity Lifecycle Governance* reveal the aspects of managing well integrity which, so far, have been largely unknown to the Russian-speaking audience. ISO 16530 – 1 Standard (2017 Edition) is to be applied in oil and gas industry around the globe. It establishes the procedure for managing well integrity throughout the well life cycle, including the basis of design; well construction; drilling; operation; intervention (including work-over) and abandonment. This is for the first time that such detailed description of this standard has been presented in the Russian language.

You may also find the second part of the abstracts from the reports delivered at SPE/ICoTA Coiled Tubing & Well Intervention Conference & Exhibition 2019. These abstracts summarize the latest most promising global achievements. An array of ideas to feel inspired by!

Don't miss the materials on oil-field chemistry. They are dealing with the usage of liquefied hydrocarbon gas as a basis of hydraulic fracturing fluid for developing hardly emissible reserves and the research of hydraulic fracturing fluids obtained out of viscoelastic surface-active substances. These are highly prospective areas!

The issue also contains the breathtaking *Beauty of Oilfields*. I can't help admiring the ruggedness of the Russian landscapes! I would like to believe that you, my friends, will always have access to the treasures of these landscapes!

Ron Clarke

ПЕРСПЕКТИВЫ

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

8 **Аналитическая группа журнала «Время колтюбинга. Время ГРП»**
Будущее – за взаимодействием государства и недропользователей

ТЕХНОЛОГИИ

12 **Сергей Симаков, Анатолий Кичигин**
Колтюбинг расширяет границы многостадийного гидроразрыва пласта в слабоконсолидированных терригенных коллекторах

22 **Годвин Чидибере Нвафор**
Основные положения стандарта ISO 16530-1: Управление жизненным циклом целостности скважины

30 Тезисы Конференции по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам SPE/ICoTA 2019

30 *Секция 11*. Технические решения для горизонтальных и многоствольных скважин

35 *Секция 12*. Технические решения для внутрискважинных работ в сложных условиях

46 *Секция 13*. Обмен знаниями на стендах *V*

50 Секция 14. Обмен знаниями на электронных стендах VI

55 *Секция 15*. Обмен знаниями на электронных стендах VII

ГОСТЬ НОМЕРА

60 НОЦ «Промысловая химия» ведет широкий спектр исследований
(Гость номера – **Любовь Абдулаевна Магадова,** директор НОЦ «Промысловая химия»)

ПРАКТИКА

66 **Н.В. Паршин**
Разработка месторождений горизонтальными скважинами с проведением МСГРП

68 «КОИЛТЕК»: Наша цель – максимально продлить производственную жизнь колтюбингового оборудования
(Беседа с **В.В. Струниным**, генеральным директором компании «КОИЛТЕК»)

70 ГНКТ в Украине: курс на усложнение работ

НЕФТЕПРОМЫСЛОВАЯ ХИМИЯ

74 **А.В. Ненько, В.А. Цыганков, Л.А. Магадова, К.В. Стрижнев**
Использование сжиженного углеводородного газа в качестве основы жидкости ГРП при разработке трудноизвлекаемых запасов

78 **Л.А. Магадова, П.К. Крисанова, Е.А. Никонова**
Исследование жидкостей гидравлического разрыва пласта, полученных на основе вязкоупругих поверхностно-активных веществ

ОБОРУДОВАНИЕ

80 Наша труба ведет себя предсказуемо и соответствует показателям лучших зарубежных аналогов
(Беседа с **Р.Р. Салдеевым**, директором по продажам ООО «ЭСТМ»)

88 **Кевин Эллиотт**
Инновационное решение для борьбы с коррозией на месторождениях с нетрадиционными запасами

КОНФЕРЕНЦИИ И ВЫСТАВКИ

94 Нефтепромысловая химия
VI Международная (XIV Всероссийская) научно-практическая конференция

98 **Красота месторождений**

PROSPECTS

6 Towards the 20th International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference

8 **Analytical Group of the Coiled Tubing Times**
The Future Is the Interaction of the State and Subsoil Users

TECHNOLOGIES

12 **Sergey Simakov, Anatoly Kichigin**
Coiled Tubing Has Set New Benchmarks for Multistage Fracturing in Poorly Consolidated Terrigenous Reservoirs

22 **Godwin Chidiebere Nwafor**
Key Notes on ISO 16530-1: Well Integrity Lifecycle Governance

30 SPE/ICoTA Coiled Tubing & Well Intervention Conference 2019 Abstracts

30 *Session 11*. Horizontal and Multilateral Solutions

35 *Session 12*. Intervention Solutions in Challenging Environments

46 *Session 13*. Knowledge Sharing ePosters V

50 *Session 14*. Knowledge Sharing ePosters VI

55 *Session 15*. Knowledge Sharing ePosters VII

GUEST OF THE ISSUE

60 SEC "Commercial Chemistry" Conducts a Wide Range of Research
(Guest of the issue – **Lyubov Abdulaevna Magadova**, Director of the SEC "Commercial Chemistry")

PRACTICE

70 Coiled Tubing in Ukraine: Focus on Complicacy of Operations

OILFIELD CHEMISTRY

74 **A. Nenko, V. Tsygankov, L. Magadova, K. Strizhnev**
Using Liquefied Hydrocarbon Gas as a Basis of Hydraulic Emergency Radiation During Developing Hardly Emissible Reserves

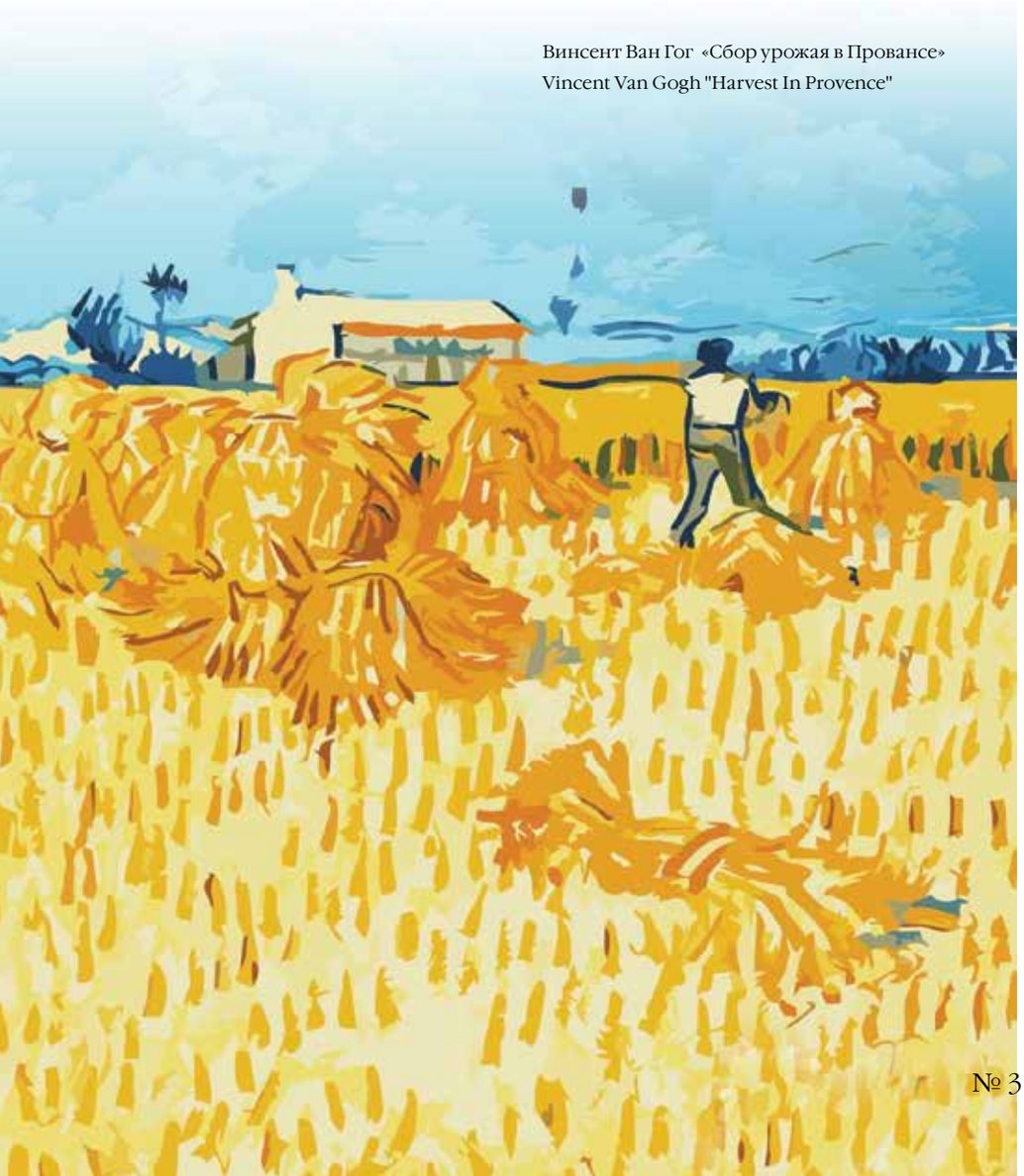
78 **L. Magadova, P. Krisanova, E. Nikonova**
Research of Hydraulic Fluid Formation Liquids, Obtained on the Basis of a Viscoelastic Surface-Active Substances

EQUIPMENT

80 Our Coiled Tubes Behave Predictably and Are as Good as Those of Best Foreign Analogues
(Interview with **Ruslan R. Saldeev**, Director of Sales, ESTM LLC)

88 **Kevin Elliott**
An Innovative Solution to Corrosion Issues in Unconventional Operations

98 **The Beauty of Oilfields**



Винсент Ван Гог «Сбор урожая в Провансе»
Vincent Van Gogh "Harvest In Provence"

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

The 20th 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 7–8 ноября 2019 года в Москве.

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

Официальная поддержка: Министерство энергетики Российской Федерации.

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

Структура мероприятия: запланированы шесть технических секций.

Их тематика:

- Колтюбинговые технологии;
- Актуальные технологии ГРП (МГРП в горизонтальных скважинах, ГПП плюс ГРП, ГРП с азотом, использование колтюбинга при проведении ГРП, большеобъемные ГРП, КГРП плюс ГРП и др.);
- Кислотные обработки (в 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.)

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

7–8 ноября. Выставка. Будут представлены продукция и/или технологии компаний-участниц.

The conference will be held on November 7–8, 2019 in Moscow.

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

Supported by the Ministry of Energy of the Russian Federation

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

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

Topics of the sessions:

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

November 7. Welcome Reception.
The Intervention Technology Award established by the Russian Chapter of the Intervention & Coiled Tubing Association (ICoTA-Russia) will be presented to the selected companies.

November 7–8. Exhibition. Products and/or technologies of the participating companies will be presented there.

Working languages are either Russian or English.

ICOTA РОССИЯ

Coiled tubing times
ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА
ВРЕМЯ ГРП

КОЛТЮБИНГ
НП «ЦРКТ»
NP CTTDC

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

The 20th International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference

При поддержке Министерства энергетики РФ

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

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

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

Делегатами конференции неизменно являются представители таких известных российских и международных компаний, как «Роснефть», «Газпром», «Газпром нефть», «ЛУКОЙЛ», «Шлюмберже», Weatherford, Halliburton, «Татнефть», «Башнефть», ООО «Интегра – Сервисы», «ЕВС», «БВТ-Восток», Eriell Group, «Белоруснефть», «Пакер Сервис», Westor Overseas Holding, «ФракДжет-Волга», «Урал-Дизайн-ПНП», «Ветеран», «ФИДМАШ», Группа ФИД, Serva Group, Welltec, РГМ, 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 20-й конференции будут предоставлены все условия для продуктивного как формального, так и неформального кулуарного общения специалистов в процессе кофе-брейков, фуршета и торжественного приема. Вы сможете обсудить актуальные проблемы с коллегами из ведущих компаний, побеседовать с англоязычными участниками конференции с помощью квалифицированных переводчиков.

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

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

Информация о спонсорских возможностях высылается по запросу.

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

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

Simultaneous interpretation will be provided.

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

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

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

At the 20th 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

Будущее – за взаимодействием государства и недропользователей

The Future Is the Interaction of the State and Subsoil Users

Нефтегазовый комплекс – основополагающая, критически важная отрасль российской экономики. Для ее устойчивого развития нужно понимать существующее состояние и динамику изменения структуры запасов нефти и газа.

За последние пятнадцать лет начальные запасы промышленных категорий нефти выросли на 9,2 млрд тонн, а накопленная добыча – на 7,2 млрд тонн. Чистый прирост начальных извлекаемых запасов нефти составил около 1 млрд тонн. При этом 30% этого прироста было обеспечено открытием новых месторождений, по большей части некрупных. В общей сумме было открыто 672 месторождения, что составляет почти треть от всех числящихся в настоящее время на балансе. Вопреки мнению скептиков, которые считают, что открывающиеся ныне месторождения имеют сомнительные перспективы оказаться востребованными, до 60% месторождений, открытых в последние пятнадцать лет, уже введены в разработку.

Не разочаровывает и ситуация относительно запасов газа. За последние пятнадцать лет его начальные запасы выросли на 10,3 трлн куб. м, а добыча – на 9,4 трлн куб. м. Чистый прирост начальных запасов газа составил 0,8 трлн куб. м, причем 58% этого прироста пришлось на недавно открытые месторождения. Несмотря на то что существующая сырьевая база способна обеспечить добычу газа на долгие годы, геолого-разведочные работы ведутся достаточно эффективно. За пятнадцать лет было открыто 148 газовых месторождений, что составляет 20% от общего количества стоящих на балансе, причем 40% новых месторождений уже разрабатывается.

На сегодняшний день порядка половины суммарной добычи нефти обеспечивается месторождениями, которые были введены в разработку до 1991 года. За последние одиннадцать лет эта доля снизилась с 68 до 51%. Новые месторождения уже обеспечивают 13% суммарной добычи нефти, что в цифрах в 2017 году составило 69 млн тонн.

Существенную долю в суммарной добыче нефти составляет добыча из трудноизвлекаемых запасов

> Чистый прирост начальных извлекаемых запасов нефти составил около 1 млрд тонн. При этом 30% этого прироста было обеспечено открытием новых месторождений.
>
> The net increase in the initial recoverable oil reserves amounted to about 1 billion tons. At the same time, 30% of this increase was provided by the discovery of the new deposits.

The oil and gas complex is a fundamental, critical sector of the Russian economy. For its sustainable development, it is necessary to understand the current state and dynamics of changes in the oil and gas reserves structure.

Over the past fifteen years, the initial reserves of industrial categories of oil and cumulative production have increased by 9.2 billion tons and by 7.2 billion tons accordingly. The net increase in the initial recoverable oil reserves amounted to about 1 billion tons. At the same time, 30% of this increase was provided by the discovery of the new deposits, mostly small ones. A total of 672 deposits were discovered, which is almost a third of all currently listed on the balance sheet. Contrary to the opinion of skeptics who believe that the deposits that are currently being discovered have dubious prospects to be in demand, up to 60% of the deposits discover .

Соотношение извлекаемых и остаточных запасов нефти

The ratio of recoverable and residual oil reserves

– 87 млн тонн. Буквально за последние пять лет (с 2012 по 2017-й) доля добычи из ТРИЗ выросла практически вдвое.

Структурировать отечественную сырьевую базу призвана введенная два года назад новая классификация углеводородного сырья. Разработчики в ее основу вместо ранее использовавшегося принципа оценки запасов по изученности положили проектный принцип, что дало возможность гармонизировать новую российскую классификацию с другими международными классификациями, в частности, с классификацией Мирового энергетического совета (МРЭС) – аккредитованной ООН международной неправительственной платформы, включающей 92 страны-участницы и свыше 8 тысяч организаций-членов. Россия, как одна из крупнейших энергетических держав, является активным участником Совета в лице своего Национального комитета.

Что касается нефти, то в совокупности в России имеется 29,7 млрд тонн запасов, 15 млрд тонн из которых – те запасы, которые по принятой МРЭС классификации относятся к категории доказанных запасов. По оценкам BP, доказанные запасы составляют 14,5 млрд тонн. Различие в оценках – на уровне статистической погрешности, что доказывает: принятая новая российская классификация является тем инструментом, который позволяет эффективно структурировать запасы и оценивать их экономическую перспективу. Кроме того, новая классификация позволяет объективно оценивать и объемы ТРИЗ, которые сегодня составляют 9,6 млрд тонн.

Из 73 трлн куб. м геологических запасов газа доказанные запасы составляют 38,3 трлн куб. м, что также близко к оценкам BP (35 трлн куб. м). Это в полной мере свидетельствует об объективной оценке с точки зрения российской классификации и соответствии ее мировым практикам.

Российская классификация, основанная на проектном принципе, дает возможность выделить в отдельные категории трудноизвлекаемые запасы, которые сегодня считаются низкоэффективными и разработка которых требует особых подходов: поддержки государства, налоговых льгот, инфраструктурных проектов и т.п. Для нефти это мелкие залежи, тюменская свита, подгазовые зоны и удаленные месторождения. Для газа – шельф и удаленные месторождения. Новая классификация дает возможность количественно оценить необходимость и/или возможность тех или иных преференций и очень адресно воздействовать на такие выглядящие малорентабельными запасы.

Чистый прирост начальных запасов газа составил 0,8 трлн куб. м, причем 58% этого прироста пришлось на недавно открытые месторождения.

The net increase in the initial gas reserves amounted to 0.8 trillion cubic meters, with 58% of this increase accounted for the newly discovered oilfields.

The situation with gas reserves does not disappoint either. Over the past fifteen years, its initial reserves and production grew by 10.3 and by 9.4 trillion cubic meters accordingly. The net increase in the initial gas reserves amounted to 0.8 trillion cubic meters, with 58% of this increase accounted for the newly discovered oilfields. Despite the fact that the existing resource base is capable of providing gas production for many years, geological exploration work is carried out quite effectively. For fifteen years, 148 gas fields have been discovered, which is 20% of the total number on the balance sheet, with 40% of new oilfields already being developed in the last fifteen years have already been put into development.

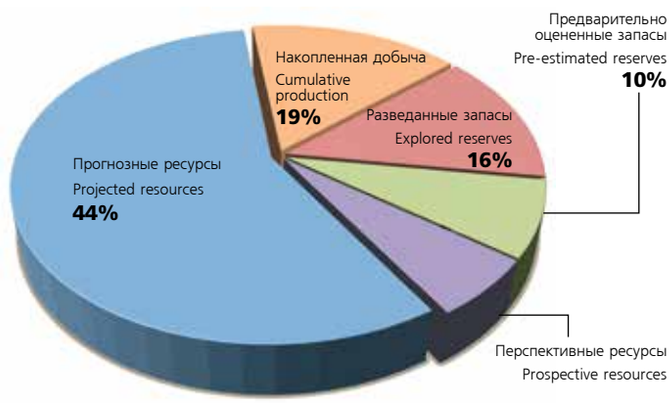
To date about half of the total oil production is provided by fields that were put into production before 1991. Over the past eleven years, this share has decreased from 68% to 51%. New fields already provide 13% of total oil production, which in figures amounted to 69 million tons in 2017.

A significant share in total oil production is the production of hard-to-recover reserves – 87 million tons. Literally over the past five years (from 2012 to 2017) the share of production from hard-to-recover reserves has almost doubled.

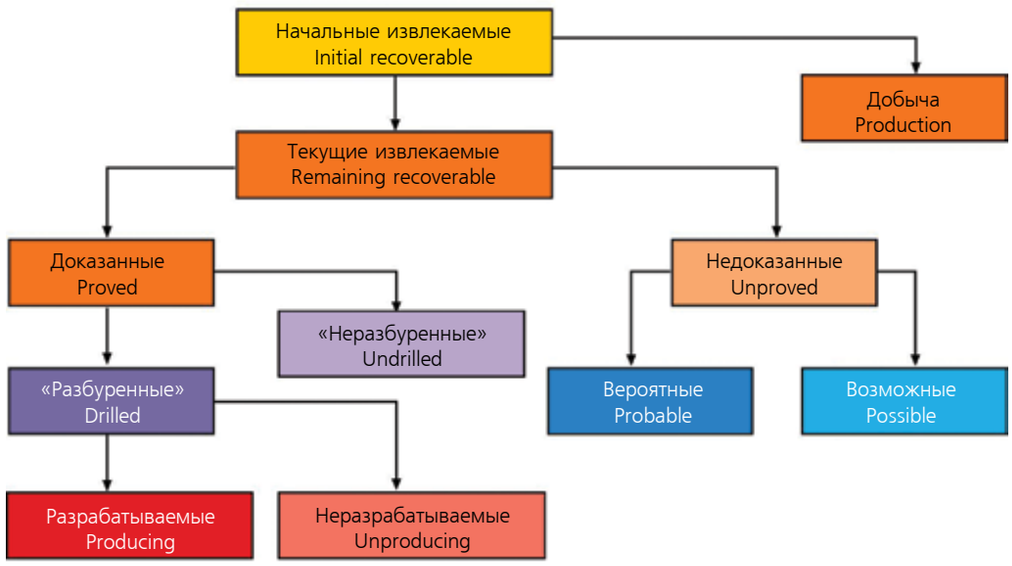
The new classification of hydrocarbons introduced two years ago is designed to structure the domestic raw material base. The developers, instead of the previously used reserve assessment principle put the project principle into practice, which made it possible to harmonize the new Russian classification with other international classifications, in particular, the World Energy Council classification – an accredited UNO international non-governmental platform that includes 92 countries – participants and over 8 thousand member organizations. Russia, as one of the major energy powers, is an active member of the Council through its National Committee.

Структура начальных извлекаемых суммарных запасов нефти Российской Федерации

The structure of the initial recoverable total oil reserves of the Russian Federation



Классификация запасов нефти и газа SPE
SPE oil and gas reserves classification



Если в их разработке есть необходимость, значит, нужны льготы и методы стимулирования.

Нерентабельные запасы – это запасы, для эффективной разработки которых в настоящее время нет технологий. Значит, недропользователям должны даваться такие льготы, с помощью которых можно было бы создавать технологии, способные влиять на разработку этих запасов. К примеру, были предоставлены льготы для разработки тюменской свиты, отличающейся сверхнизкопроницаемыми коллекторами и высоковязкими нефтями. В период с 2012 по 2017 год там в сверхнизкопроницаемых коллекторах стали применяться бурение горизонтальных скважин плюс многостадийный ГРП. Всего за пять лет добыча нефти выросла в два раза. Для стимулирования добычи сверхвязких нефтей стали использоваться прогрессивные методы теплового воздействия – и добыча выросла на 67%. Льготы, которые были предоставлены, позволили создать или привлечь технологии, которые обеспечили существенный рост объемов добычи.

Еще лет десять назад 65% нефти добывалось крупнейшими российскими мейджорами за счет технологий, которые на рубеже 2000-х принято было называть традиционными (наклонно-направленное бурение и привычные методы воздействия на пласт). Сегодня картина изменилась кардинально: 60% добычи обеспечивается за счет технологий, которые еще в прошлом десятилетии считались новейшими. К настоящему времени они уже стали традиционными. Стремительное внедрение прогрессивных технологий будет продолжаться. Это устойчивый тренд.

Отдельный вопрос – технологии для высоковыработанных месторождений. Они имеются, но не повсеместно применяются, поскольку у недропользователей должна быть

As for oil, in total in Russia there are 29.7 billion tons of reserves, 15 billion tons of which are those reserves which, according to the classification adopted by the Ministry of Electricity, belong to the category of proven reserves. BP estimates that proven reserves amount to 14.5 billion tons. The difference in estimates is at the level of statistical error, which proves that the adopted new Russian classification is the tool that allows you to effectively structure the reserves and evaluate their economic prospects. In addition, the new classification allows an objective assessment of the volumes of hard-to-recover reserves, which today amount to 9.6 billion tons.

73 trillion cubic meters of geological reserves have a large part of gas proven reserves (38.3 trillion cubic meters), which is also close to estimates of BP (35 trillion cubic meters). This fully testifies to an objective assessment from the point of view of the Russian classification and its compliance with international practices.

The Russian classification based on the project principle makes it possible to identify hard-to-recover reserves in certain categories, which today are considered to be inefficient and the development of which requires special approaches: state support, tax incentives, infrastructure projects, etc. For oil, these are small deposits, the Tyumen suite, subgas zones and remote fields. For gas – shelf and remote deposits. The new classification makes it possible to quantify the need and/or possibility of certain preferences and is very targeted to influence such seemingly unprofitable reserves. If there is a need for their development, it means that incentives and incentive methods are needed.

Unprofitable reserves are those for which effective development is currently not available. It means that subsoil users should be given such privileges with the help of which it would be possible to create technologies that can influence the development of these reserves. For example, benefits were provided for the development of the Tyumen suite, which is characterized by ultra-low-permeability reservoirs and highly viscous oils. In the period from 2012 to 2017, in ultra-low-permeability reservoirs, horizontal wells were drilled and a multi-stage hydraulic fracturing was applied there. In just five years, oil production has doubled. To stimulate the production of ultra-viscous oils, progressive methods of heat treatment were used – and production increased by 67%. Benefits that were provided allowed to create or attract technologies that ensured a significant increase in production volumes.

мотивация для их использования. Очень важно убедить компании не просить у государства льготы, а создавать технологии. А вот за счет чего их создавать – стимулирования от государства или внутренних резервов компании – тут выбор за самими недропользователями.

Снижение рисков и неопределенностей, возникающих по мере разработки месторождения, на каждой из стадий в огромной степени зависит от взаимодействия государства и недропользователя. На региональной стадии риски геологоразведочных работ берет на себя государство, на поисковой стадии оно делит риски с недропользователем. На дальнейших этапах государство способно влиять на процесс уже исключительно методами стимулирования – за счет предоставления налоговых льгот или применения специальных мер по инфраструктурному проектированию. Проектный принцип позволяет государству и недропользователю координировать действия на всех этапах разработки месторождения. К примеру, на высокообводненном Самотлорском месторождении НК «Роснефть» декларирует, какие действия она будет предпринимать и какие результаты собирается получить, а государство обсуждает эти планы с компанией, принимает их или высказывает конструктивную критику. Когда достигается консенсус, государство и недропользователь действуют по общим правилам, сформированным на основе проекта.

Подобный подход предусматривает целевое, понятное и точечное стимулирование конкретных мероприятий. Он неоценим для развития перспективных проектов. В настоящее время начинается интенсивная разработка шельфа Охотского моря, в ближайшие пять лет стартуют очень серьезные проекты по освоению арктического шельфа. Требуют развития периферийные территории действующих нефтяных провинций, где открываются крупнейшие месторождения. К примеру, три года назад было открыто Оморинское месторождение, одно из крупнейших в постсоветской истории. Ждут разработки глубокие горизонты Западной Сибири, пропущенные объекты в Урало-Поволжье.

Запасов углеводородного сырья у России достаточно. Одних рентабельных запасов нефти хватит для поддержания добычи на уровне, даже превышающем сегодняшний, на 28 лет. А газа – и на все 50! Основной вопрос: необходима ли разработка тех или иных трудноизвлекаемых запасов? Если ответ «да», то на арену должно выходить проектное управление процессами, предусматривающее тесное взаимодействие недропользователей и государства.

Аналитическая группа журнала «Время колтюбинга. Время ГРП»

При подготовке материала была использована информация, полученная в процессе участия в работе 15-го Российского нефтегазового конгресса

A decade ago, 65% of the oil was produced by the largest Russian majors at the expense of technologies that at the turn of the 2000s were called traditional (directional drilling and the usual methods of influence on the reservoir). Today, the picture has changed dramatically: 60% of production is provided by technologies that were considered the newest in the past decade. By now, they have become traditional. The rapid introduction of advanced technologies will continue. This is a steady trend.

A separate issue is technology for highly developed deposits. They are available, but not universally applied, because subsoil users must have motivation to use them. It is very important to convince companies not to ask for benefits from the state, but to create technologies. But how to create them – incentives from the state or internal reserves of the company – the choice is for the subsoil users themselves.

Reducing the risks and uncertainties that arise as a field develops at each of the stages depends to a great extent on the interaction between the state and the subsoil user. At the regional stage, the state assumes risks of exploration, at the exploratory stage it shares risks with the subsoil user. At further stages, the state is able to influence the process by using only incentive methods – by providing tax incentives or applying special measures for infrastructure design. The project principle allows the state and the subsoil user to coordinate actions at all stages of field development. For example, at the highly watered Samotlor field, Rosneft Oil Company declares what actions it will take and what results it intends to get, and the government discusses these plans with the company, accepts them or voices constructive criticism. When consensus is reached, the state and the subsoil user act according to the general rules formed on the basis of the project.

Such an approach provides understandable and targeted stimulation of specific activities. It is invaluable for the development of promising projects. Currently, intensive development of the Sea of Okhotsk shelf begins, and in the next five years very serious projects will be launched for the development of the Arctic shelf. The development of the peripheral territories of the operating oil provinces, where the largest fields are opened, is required. For example, three years ago, the Omorinsky field was discovered, one of the largest in the post-Soviet history. Deep horizons of Western Siberia, missed objects in the Ural-Volga region are awaiting development.

Russia's hydrocarbon reserves are sufficient. Only profitable oil reserves will be enough to maintain production at a level even exceeding today's for 28 years. And gas – and all 50! The main question is: is it necessary to develop certain hard-to-recover reserves? If the answer is "yes", then project management of the processes should be in the arena, providing for close interaction between subsoil users and the state.

Analytical Group of the Coiled Tubing Times

While preparing the material, information obtained in the process of participation in the work of the 15th Russian Oil and Gas Congress was used

Колтюбинг расширяет границы многостадийного гидроразрыва пласта в слабоконсолидированных терригенных коллекторах

Coiled Tubing Has Set New Benchmarks for Multistage Fracturing in Poorly Consolidated Terrigenous Reservoirs

Сергей СИМАКОВ, ООО «ГПН-НТЦ»; Анатолий КИЧИГИН, ООО «Пакер Сервис»

Sergey SIMAKOV, GPN-NTC LLC; Anatoly KICHIGIN, Packer Service LLC

В настоящее время с учетом ухудшения качества разведанных запасов отдельным и чрезвычайно важным становится вопрос возможности применения многостадийного гидравлического разрыва пласта (МГРП) на скважинах со сложной геологией. Ярким примером успешного применения МГРП с применением ГНКТ стал опыт, полученный на Мессояхском нефтегазоконденсатном месторождении (НГКМ), где успешно проведен МГРП для трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) вязкой нефти, залегающих в песчаных слабоконсолидированных коллекторах на небольших глубинах в условиях низких температур.

На данном этапе развития нефтяной промышленности все больше и больше в разработку вовлекаются считающиеся ранее нерентабельными месторождения, так называемые ТРИЗ. Опыт Мессояхского НГКМ, пожалуй, является наиболее обширным в России в плане апробации различных систем и стратегий заканчивания горизонтальных скважин с МГРП в условиях вязкой нефти, залегающих в песчаных слабоконсолидированных коллекторах на небольших глубинах при низких температурах. Проведенные работы и выводы могут быть использованы при проектировании и оценки аналогичных по структуре ТРИЗ.

Введение

В настоящее время в эксплуатацию вводится все большее количество месторождений нефти и газа, которые имеют очень сложное геологическое строение. Одним из наиболее

Today, when most reservoirs have low productivity, the question of whether multistage hydraulic fracturing can be applied in wells with complex geology becomes very important. An outstanding example of multistage hydraulic fracturing using coiled tubing was a project in Messoyakha oil, gas and condensate field where multistage fracturing was successfully performed for stimulation of production of hard-to-recover heavy oil in poorly consolidated reservoirs at shallow depths and low temperature.

Currently, the oil industry development has to deal with the increasing volume of so-called hard-to-recover reserves, which were previously considered unprofitable. The experience gained in Messoyakha oil and gas condensate field is probably the most extensive in Russia in terms of testing various systems and completion strategies for horizontal wells with multistage fracturing operations in poorly consolidated sandstone reservoirs with viscous oil at shallow depths and low temperatures. Operations performed and lessons learnt can be used for simulation and evaluation of similar hard-to-recover reserves.

Introduction

Currently, more and more oil and gas fields with very complex geology are being put into operation. One of the most striking examples is the Messoyakha group of fields, which is related to the category of giant fields.

Messoyakha group of fields (East Messoyakha and West Messoyakha) was discovered in the 80s of the XX century. Currently, proven geological reserves of Messoyakha fields amount to 472.4 million tons of oil and gas condensate and 188 billion m^3 of natural and petroleum gas.

Development of the largest oi reservoirs was initially hindered by the transport and industrial autonomy of

ярких примеров объектов такого типа является Мессояхская группа месторождений, которая по запасам нефти и газа относится к уникальным геологическим объектам

Группа Мессояхских месторождений (Восточно-Мессояхское и Западно-Мессояхское) была открыта еще в 80-х годах XX века. В настоящее время их доказанные геологические запасы составляют 472,4 млн т нефти и газового конденсата, а также 188 млрд м^3 природного и нефтяного газа.

Освоению богатейших нефтеносных участков изначально препятствовала транспортно-промышленная автономия территории. Расположенные на Гыданском полуострове в Тазовском районе Ямало-Ненецкого автономного округа месторождения отрезаны от цивилизации десятками километров тундры. Ближайший крупный населенный пункт – город Новый Уренгой – находится в 340 км к югу от промысла, ближайшая транспортная точка – поселок Тазовский – в 146 км (рис. 1).

Рисунок 1 – Схема расположения группы Мессояхских месторождений

Figure 1 – Layout of the Messoyakha group of fields

Восточно-Мессояхское месторождение отличается непростым геологическим строением: мощные газовые шапки, расчлененные, гидродинамически не связанные залежи, коллекторы с изменчивыми свойствами – все эти особенности вызвали немало сложностей при создании геологической модели и концепта разработки актива. Первые разведочные скважины и вовсе оказались сухими. Изменение представлений о геологии месторождения заставляло на ходу пересматривать планы бурения и обустройства инфраструктуры.

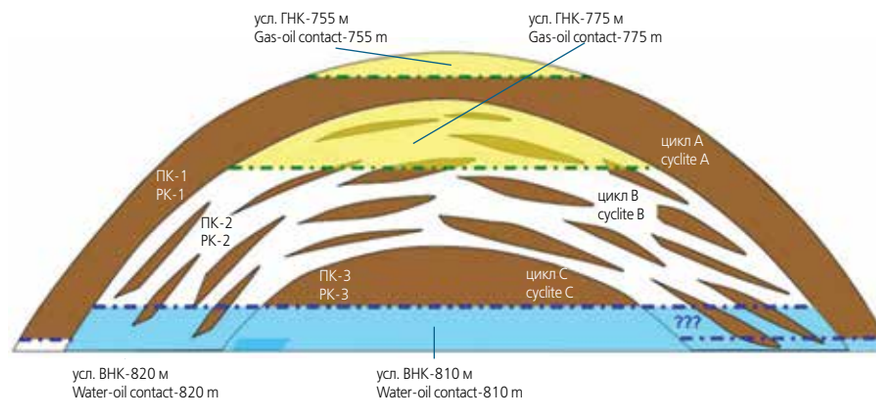


Рисунок 2 – Геологическая структура залежей Восточно-Мессояхского месторождения

Figure 2 – Geological structure of deposits of the Vostochno-Messoyakhskoye field

Сложная геологическая структура залежей (рис. 2) вплоть до недавнего времени преподносила нефтяникам сюрпризы, с бурением каждой новой скважины уточнялось строение залежи.

По результатам бурения 2015-2016 годов геологическая модель претерпела серьезные изменения. Было определено, что основной пласт ПК1-3, первоначально рассматриваемый как единый монолитный объект, состоит из трех циклитов, которые значительно различаются по свойствам и требуют отдельного похода к разработке. Нижний циклит С представляет собой отложения русловых фаций, сформирован крупнозернистым песчаником, обладает хорошими коллекторскими свойствами и, соответственно, высоким потенциалом добычи: запускные дебиты скважин варьируются от 150 до 400 т/сут. Вышележащие циклиты В, А – это пойменные фации, изолированные геологические тела с более низкими

the region. The fields in the Gydanskiy Peninsula in the Tazovskiy district of the Yamal-Nenets Autonomous District are cut off from the civilization by tens of kilometers of tundra. The nearest large settlement – Novy Urengoy – is located 340 km south of the field, the nearest transport point is Tazovsky – 146 km (Fig. 1).

Vostochno-Messoyakhskoye field has a challenging geology: thick gas caps, stratified and hydrodynamically unconnected deposits, reservoirs with variable properties – all these features caused many complications during geological simulation and planning field development concept. The first exploration wells were completely dry. Changes in perceptions of the field's geology have led to instant revisions in drilling and infrastructure plans.

Until recently, complex deposits geology (Fig. 2) surprised the oilmen. The structure of the deposit was redefined with each new well drilled.

Based on the results of drilling in 2015-2016, the

коллекторскими свойствами и потенциалом добычи. Однако основные запасы нефти сосредоточены в отложениях верхних циклитов. Исходя из принятой концепции геологи определили приоритетность в бурении на залежь с более качественными и уверенными запасами, объем которых, к сожалению, ограничен.

Особенности слабоконсолидированных терригенных коллекторов

В пескопроявляющих коллекторах в процессе эксплуатации скважин твердые частицы выносятся из пласта вследствие разрушения в нем природного цементирующего материала. Это может происходить: из-за нарушения равновесия в массиве породы в приствольной зоне под воздействием горного и забойного давлений; влияния переменных механических нагрузок на пласт; воздействия нагрузок при фильтрации жидкостей; растворения цементирующего материала в результате притока пластовой воды.

Основной причиной разрушения призабойной зоны пласта является высокая величина градиента давления на стенки скважины и скорость фильтрации жидкости. При высоких градиентах давления и недостаточной прочности цементирующего материала зерна песчаника отделяются от основного массива и выносятся в скважину.

Нередко роль связующего между песчинками в пласте-коллекторе выполняет сам скважинный флюид, например, в залежах высоковязкой нефти и битумов. В таких залежах интенсивность выноса песка из пласта в ствол скважины зависит от величины депрессии. Чем выше депрессия, тем больше песка поступает в скважину.

На рисунке 3 представлена схема основных причин разрушения неустойчивых коллекторов и выноса песка.

geological model was changed significantly. It was determined that the main layer PK1-3, that was initially considered as a single monolithic object, consists of three cyclites, which differ significantly in properties and require a separate development approach. Lower cyclite C is a deposit of channel facies, formed by coarse-grained sandstone. This cyclite has good reservoir properties and thus high production potential: well commissioning rates range from 150 to 400 tons per day. Upper cyclites B, A are represented by floodplain facies, isolated geological features with low reservoir properties and production potential. However, the main oil reserves are concentrated in the upper cyclite deposits. Based on the accepted concept, geologists have decided to first drill wells in deposits with better quality reserves, although, unfortunately, the volume of these deposits is limited.

Features of poorly consolidated terrigenous reservoirs

In sand-producing reservoirs solid particles are produced from the reservoir during well operation due to the destruction of natural cementation material in the reservoir. It can be caused by the following factors: rock imbalance in the near-wellbore region due to the influence of rock and bottomhole pressure; the influence of variable mechanical stress on the formation; the influence of stresses during the fluid filtration; dissolution of cementing material as a result of formation water inflow.

The main reason of bottomhole zone damage is a high pressure gradient on wellbore walls and fluid filtration rate. High pressure gradients and insufficient strength of cementing material cause sandstone grains to separate from the main rock mass and filtrate into the well.

In many cases well fluid itself acts as a binder between the sandstones in the reservoir, for example, in high-viscosity oil and bitumen deposits. In such

Рисунок 3 – Причины разрушения неустойчивых коллекторов и выноса песка
Figure 3 – Causes of damage of unstable reservoirs and sand production

В результате пескопроявлений возникают потенциально опасные дорогостоящие осложнения:
- снижение дебитов из-за образования песчаных пробок;
- нарушение целостности обсадных колонн;
- перекрытие интервала перфорации;
- абразивная эрозия подземного и наземного оборудования скважин и газопроводных систем (трубопроводов, запорных устройств, сепарационного оборудования);
- возникновение необходимости очистки добываемого продукта от песка и его утилизация.

Методы борьбы с пескопроявлением

Решение проблемы борьбы с выносом песка в ствол скважины связано с необходимостью предотвращения пробкообразования при испытании и эксплуатации скважин, повышения их производительности, уменьшения затрат на капитальный и текущий ремонт.

Изучение многолетнего промыслового опыта борьбы с пескопроявлением показало, что наиболее рациональными путями борьбы с выносом песка являются следующие методы, которые можно разделить на две группы:
- установка фильтров различной конструкции (проволочные, щелевые, гравийные и др.);
- закрепление пород в призабойной зоне с использованием различных способов и материалов (тампонажные составы, смолы,

reservoirs, sand filtration rate from the reservoir into the wellbore depends on the differential pressure. The higher the differential pressure, the more sand enters the well.

Figure 3 shows a scheme of the main causes of damage of unstable reservoirs and sand production.

Potentially dangerous and costly complications arise as a result of sand production:
- flow rates reduction due to sand plugs;
- damage to the integrity of the casing pipes;
- plugging of the perforation interval;
- abrasive erosion of downhole and surface well and pipeline equipment (pipelines, shut-off valves, separation equipment);
- the need to remove sand from the produced fluid and dispose of it.

Sand control methods

Solving the problem of sand production allows to prevent plugging during well testing and operation, increase well productivity and reduce the cost of well workover.

Analysis of a long experience in sand control has shown that the most effective ways are the following methods, which can be divided into two groups:
- installation of filters of various designs (wire, slotted, gravel, etc.);
- rock strengthening in the near-wellbore region using various methods and materials (cement compositions, resins, chemical solutions, etc.).

It should be noted that in some cases sand production has a positive impact, for example in low-

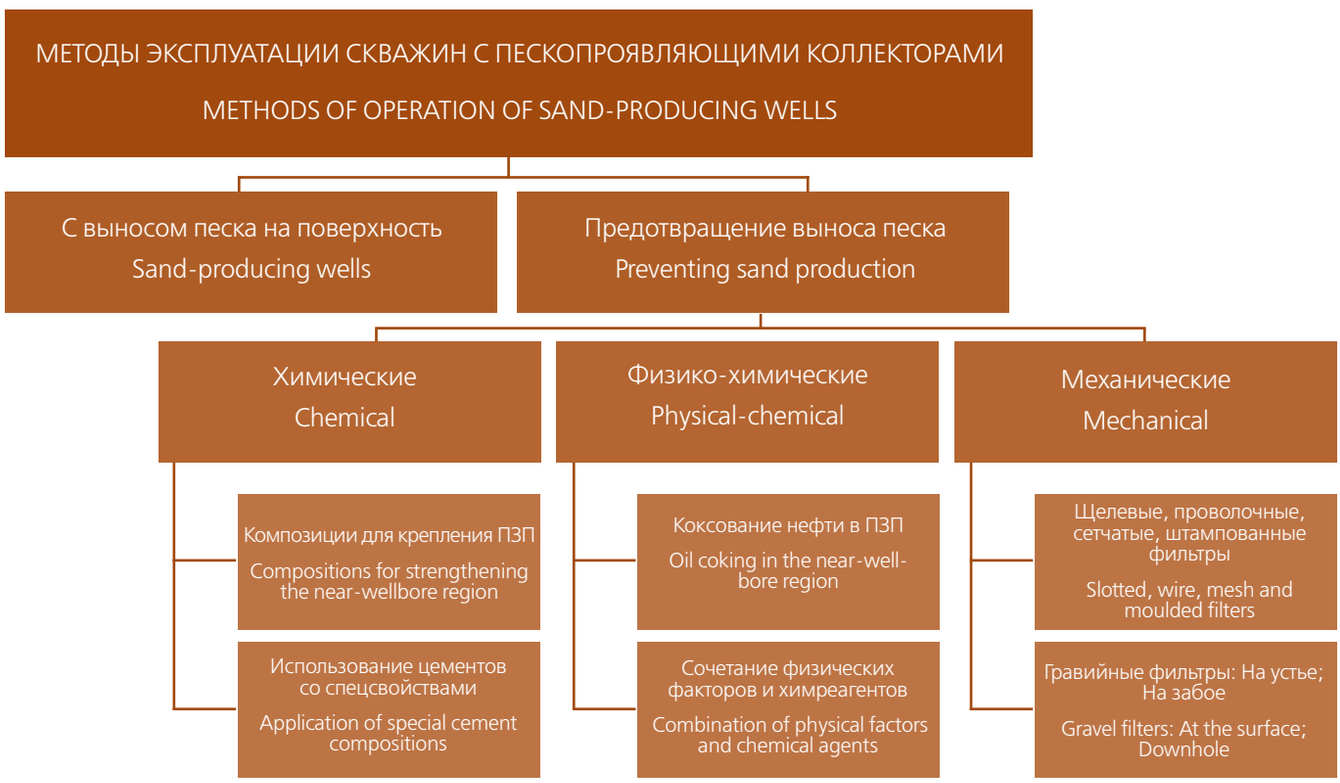


Рисунок 4 – Методы эксплуатации скважин с пескопроявляющими коллекторами
Figure 4 – Methods of operation of sand-producing wells

химические растворы и т. д.).

Следует отметить, что пескопроявление в некоторых случаях может играть и положительную роль в случае эксплуатации маломощных пластов, сложенных из малопроницаемых пород. Вынос песка и частичек разрушенных пород из таких пластов приводит к увеличению проницаемости призабойной зоны и, как следствие, к увеличению дебита скважины.

С этой точки зрения методы эксплуатации скважин с пескопроявлением подразделяют на две обширные группы:

– эксплуатация скважин с выносом песка на поверхность;
– эксплуатация скважин с предотвращением выноса песка из пласта.

На рисунке 4 представлены основные методы эксплуатации скважин с пескопроявляющими коллекторами.

К **механическим** методам относятся противопесочные фильтры различной конструкции. Это гравийно-намывные, каркасно-гравийные, многослойные сетчатые, гравийно-набивные и др.

К **физико-химическим** относятся методы закрепления коллекторов путем коксования нефти в призабойной зоне, а также сочетание физических и химических методов, например, создание проппантного фильтра в призабойной зоне скважины.

Химические методы основаны на искусственном закреплении призабойной зоны пласта смолами, цементом с соответствующими наполнителями.

Опыт Мессояхского НГКМ, пожалуй, является наиболее обширным в России в плане апробации различных систем и стратегий заканчивания горизонтальных скважин с МГРП в условиях вязкой нефти, залегающих в песчаных слабоконсолидированных коллекторах на небольших глубинах при низких температурах. Статистика работ комплекса ГНКТ подтверждает эффективность применения колтюбинговой установки для решения неординарных задач, возникающих при эксплуатации скважин с пескопроявляющими коллекторами (рис. 5).

Основным методом борьбы с песчаными намывами является промывка скважин при помощи колтюбинговой установки – так 29% времени из общего производительного времени установки ГНКТ составляют операции по нормализации забоя.

В связи с тем, что при проведении физико-химических методов закрепления коллекторов существует необходимость закачки композиции в призабойную зону пласта и равномерно распределить состав по стволу скважин с помощью колтюбинговой установки, вторым основным видом работ комплекса ГНКТ на сегодняшний день является проведение ОПЗ – 17%.

permeability reservoirs. Sand and broken rock particles production from such formations leads to the increase in the permeability of the bottomhole zone and, consequently, to the increase in the flow rate.

From this point of view, the methods of operation of sand-producing wells are divided into two large groups:

– operation of wells with sand production to the surface;
– operation of wells with prevention of sand production from the reservoir.

Figure 4 shows the main methods of operation of sand-producing wells.

Mechanical methods include sand filters of various designs: gravel-precoat, gravel-framed, multilayer mesh, gravel-packed, etc.

Physical-chemical methods include strenghtening reservoir rock by coking oil in the near-wellbore region and combination of physical and chemical methods, such as a proppant filter in the near-wellbore region.

Chemical methods are based on artificial strengthening of the near-wellbore region with resins and cement with specific fillers.

The experience gained in Messoyakha oil, gas and condensate field is probably the most extensive in Russia in terms of testing various systems and completion strategies for horizontal wells with multistage fracturing operations in poorly consolidated sandstone reservoirs with viscous oil at shallow depths and low temperatures. Coiled tubing operations statistics confirms the efficiency of coiled tubing application for solution of extraordinary tasks arising during operation of sand-producing wells (Fig. 5).

The main method of sand control is a well cleanout operation using coiled tubing unit – 29% of the total coiled tubing production time is represented by bottomhole cleanout operations.

Physical-chemical rock strengthening methods use a special composition that is pumped into the near-wellbore region and evenly distributed along the wellbore using coiled tubing. Thus, currently, the

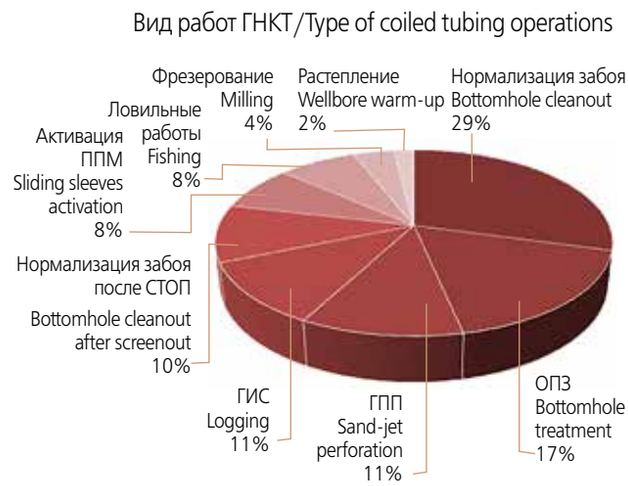


Рисунок 5 – Статистика использования ГНКТ в условиях Мессояхского НГКМ

Figure 5 – Coiled tubing operations statistics in Messoyakha oil, gas and condensate field

Кроме того, использование ГНКТ позволяет производить МГРП на специализированных комбинированных компоновках заканчивания с закрываемыми фильтрами и муфтами МГРП – так положительную тенденцию по увеличению количества операций МГРП с ГНКТ отражает количество выполненных работ – 8%.

Химический метод борьбы с пескопроявлением на ГНКТ

Вынос песка, как правило, связан с особенностями строения породы и условиями эксплуатации скважины, например, слабосцементированные песчаные коллекторы, снижение давления в пласте, запуск и вывод скважины на режим, прорыв воды или увеличение обводненности скважины.

При выносе песка происходит снижение проницаемости пласта, что обусловливает необходимость дополнительных затрат на очистку и удаление отходов. Кроме того, наблюдается повышенный износ оборудования, что приводит к увеличению эксплуатационных расходов. Снижается качество подготовки нефти, повышаются затраты на химреагенты.

Технология закрепления слабосцементированной породы позволяет связывать пласт с минимальной потерей проницаемости. Она характеризуется простотой и быстротой применения – период простоя скважины при обработке не превышает 72 часов.

Продукт представляет собой кремнийорганическое нефтерастворимое соединение и поставляется в виде концентрата в защитной нейтральной оболочке. Перед применением растворяется в дизельном топливе или обезвоженной нефти, обычная концентрация составляет 4–8%. Молекула реагента содержит гидролизуемые остаточные группы. При соприкосновении с внутрипластовой жидкостью в результате гидролиза изменяются функциональные группы от силана до силанола. Группы силанола образуют первичные химические связи с песчинками, что приводит к формированию гибкой вязкоупругой сетки в пределах водной фазы (рис. 6).

При использовании данной технологии сначала закачивается дизельное топливо или товарная нефть, что уменьшает зону проникновения реагента. После этого проводится закачивание и размещение первой пачки, затем второй пачки и продавочной жидкости. Применение ГНКТ позволяет равномерно распределить состав по стволу скважины и адресно доставить реагент до места, не подвергая его излишнему смешению при прокачке. Затем закачка останавливается, идет реакция полимеризации. Все работы ГНКТ, в данном случае в условиях Мессояхского НГКМ, составили порядка

second main coiled tubing operation is a bottomhole treatment – 17%.

In addition, application of coiled tubing allows to perform multistage fracturing with special combined completion assemblies with closable filters and fracturing sleeves. Consequently, there is a positive trend in the increasing number of multistage fracturing operations with coiled tubing – 8%.

Chemical sand control methods using coiled tubing

Sand production is usually associated with rock structure features and well production conditions, e.g. poorly consolidated sandstone reservoirs, reduced reservoir pressure, well commissioning and bringing to production, water breakthrough or increased watercut.

Sand production reduces the reservoir permeability, which necessitates additional costs for cleanout. In addition, sand production causes excessive equipment wear which results in increased operational costs. This also decreases the quality of oil preparation and increases the cost for chemical agents.

The technology of strengthening poorly consolidating rock allows the reservoir sand particles to be bonded with minimum losses of permeability. This technology is simple and high-speed – the downtime period during treatment does not exceed 72 hours.

The agent used is a silicon-organic oil-soluble compound that is supplied as a concentrated product in a protective neutral shell. Before use, the agent is dissolved in diesel fuel or dehydrated oil, usually with concentration of 4–8%. The agent molecule contains hydrolysable residuals. When in contact with reservoir fluid, the agent functional groups change from silane to silanol as a result of hydrolysis. Silanol groups form primary chemical bonds with sandstones, which results in the formation of a flexible viscoelastic mesh within a water phase (Fig. 6).

In terms of this technology, first, diesel or stock oil

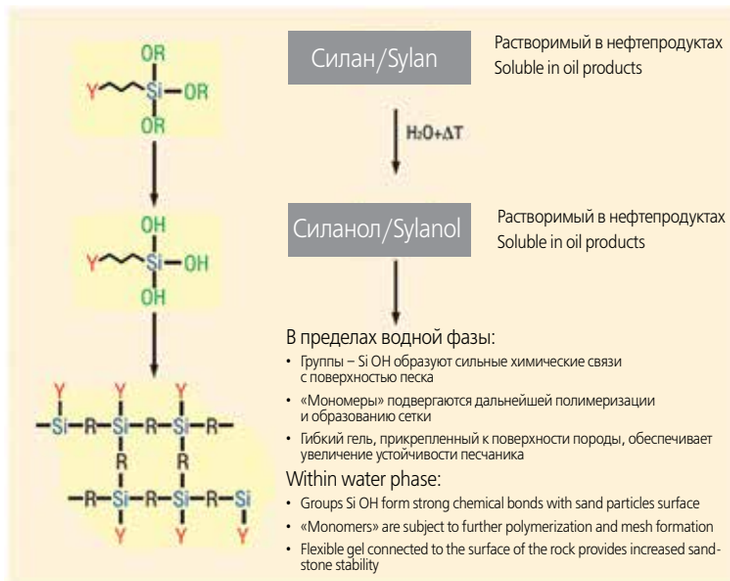


Рисунок 6 – Принцип действия химического метода борьбы с пескопроявлением

Figure 6 – Principle of chemical sand control method

60 часов и значительно сократили время ввода скважины в эксплуатацию после ОПЗ.

Многостадийный ГРП с управляемыми фильтрами

Восточно-Мессояхское месторождение имеет сложное геологическое строение, залежь представлена слабоконсолидированным высокопроницаемым песчаником, поэтому после проведения ГРП возможен вынос песка и проппанта с последующим пересыпанием хвостовика и прекращением добычи, а также возможны прорывы воды и газа. Для решения проблемы было предложено применить многостадийный ГРП с управляемыми фильтрами (рис. 7).

Технология многостадийного разрыва пласта с управляемыми фильтрами позволяет решать ряд задач: проведение МГРП, контроль пескопроявлений и успешное отсечение зоны в случае получения прорыва воды/газа. МГРП планируется проводить по бесшаровой технологии с применением ГНКТ. В свою очередь, контроль песка будет осуществляться при помощи полнопроходных закрываемых фильтров. Преимуществом данного подхода является возможность управления муфтами ГРП и фильтрами без проведения дополнительных СПО.

Открываемые/закрываемые муфты (рис. 8), компоновки с полнопроходным сечением (пример детального описания приведен в статье Колоды и др., 2015), управляемые с помощью гибкой насосно-компрессорной трубы, позволяют проводить селективные ГРП как на новых скважинах, так и на скважинах после некоторого периода эксплуатации, освоить и вывести на приток каждый продуктивный интервал по отдельности и совместно.

Данная технология основана на применении многоразовых управляемых муфт ГРП. Для проведения ГРП применяется специальный ключ для открытия/закрытия портов ГРП. Работа с портами ГРП проводится при помощи ГНКТ, при этом подъем ГНКТ перед каждой операцией ГРП не требуется. ГРП может проводиться по малому затрубному пространству ГНКТ – НКТ. Дополнительным преимуществом данной технологии является возможность добавлять стадии ГРП к уже установленной системе при помощи проведения гидропескоструйной перфорации.

Система представляет собой хвостовик Ø 114 мм, спускаемый на буровом инструменте в открытый ствол Ø 152,4 мм из эксплуатационной колонны Ø 177,8 мм. В состав хвостовика входят верхний пакер с полированной воронкой для стингера, подвеска хвостовика, гидравлические/разбухающие заколонные пакеры, сдвижные муфты МГРП, активационная муфта и башмак с обратным клапаном. При спуске колонны хвостовика сдвижные муфты МГРП находятся

is pumped into the well reducing the area of agent penetration. The first agent batch is then pumped, followed by the second batch and the spacer fluid. The application of coiled tubing provides uniform distribution of the composition along the wellbore and targeted agent injection without subjecting it to excessive mixing during pumping. Then, the injection stops, and the polymerization takes place. The whole coiled tubing operation in Messoyakha oil and gas condensate field conditions took about 60 hours and significantly reduced well commissioning time after the treatment.

Multistage hydraulic fracturing with controlled filters

Vostochno-Messoyakhskoye field has a complex geology, the deposit is represented by poorly consolidated and highly permeable sandstone which may lead to sand or proppant production after hydraulic fracturing with subsequent liner clogging that can stop production or cause water and gas breakthrough. As a solution to this problem it was

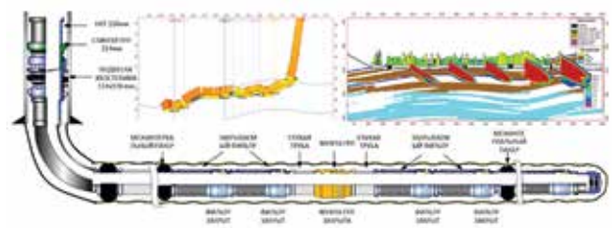


Рисунок 7 – Компоновка нижнего заканчивания
Figure 7 – Lower completion assembly

proposed to perform multistage hydraulic fracturing with closable filters (Fig. 7).

Multistage fracturing technology with closable filters adresses multiple tasks: hydraulic fracturing, sand control and successful cut-off of possible water/gas breakthrough interval. Multistage fracturing is planned to be carried out using ball-free technology with coiled tubing while sand control is achieved using full-bore closable filters. The advantage of this approach is the ability to control fracturing sleeves and filters without additional runs.

Closable CT-controlled full-bore sleeves (Fig. 8) are used for selective fracturing in both new wells and wells after a certain production period. It is also used for stimulation of each interval individually and

Рисунок 8 – Муфта МГРП по «бесшаровой» технологии
Figure 8 – Ball-free multistage fracturing sleeve

в закрытом положении, поэтому возможно осуществление циркуляции через башмак хвостовика (Демкович и др., 2017).

Как отмечает Белов и др., 2017, изоляция последовательных стадий может осуществляться путем закрытия предыдущей муфты ГРП. Таким образом, использование многоразового механического пакера возможно в качестве дополнительного инструмента в случае невозможности изоляции стадии ГРП путем закрытия муфты. Отличительной особенностью технологии является ее модульность и возможность открытия и закрытия муфты ГРП одним и тем же инструментом в компоновке ГНКТ или НКТ. Таким образом, открытие может проводиться практически неограниченное количество раз и без подъема ГНКТ (Белов и др., 2018).

Заключение

Существует ряд методов и технологий управления осложнениями, обусловленных пескопроявлениями. Крепление песчаников ПЗП является наиболее рациональным способом борьбы с пескопроявлениями. Для этого на практике применяют химические, физико-химические, механические способы и их комбинации.

Механические методы наиболее просты и доступны и поэтому получили наибольшее распространение. К ним относится оборудование нефтяных скважин противопесочными фильтрами различных конструкций.

Химические методы основаны на искусственном закреплении горных пород различными вяжущими веществами (в основном полимерного типа).

Принимая во внимание сложные геологические условия Мессояхского НГКМ с вязкой нефтью, залегающей в песчаных слабоконсолидированных коллекторах на небольших глубинах при низких температурах, поставленные задачи требовали неординарных решений. Применение ГНКТ позволило не только эффективно применить химические методы борьбы с пескопроявлением, но и произвести МГРП.

В современных реалиях нефтегазовые компании предъявляют все больше требований к техническим и технологическим аспектам МГРП, где определяющими факторами стали эффективность проведения операций, количество стадий, длина горизонтальной части скважины, возможность повторного разрыва и открытия/закрытия портов после эксплуатации для водогазоизоляции. Полученный опыт показывает возможности современных технологий, где применение ГНКТ позволяет не только соответствовать высоким требованиям, но и расширять границы применения. Так, использование ГНКТ позволило произвести МГРП на специализированной комбинированной

simultaneous stimulation of several intervals (detailed description is showed in the paper by Koloda et al. 2015).

This technology is based on the application of multi-use controlled fracturing sleeves. Hydraulic fracturing is carried out using a special key to open/close fracturing ports. Fracturing is performed using coiled tubing with no need to pull coiled tubing string out of hole before each fracturing stage. Fracturing fluid can be pumped through the small annular space between tubing and coiled tubing. Additional advantage of this technology is the ability to add fracturing stages to the already installed assembly by means of sand-jet perforation.

The assembly includes a Ø 114 mm liner, which is run on a drill string into the open hole Ø 152.4 mm below the production casing Ø 177.8 mm. The liner assembly consists of a top packer with a polished receptacle for the stinger, liner hanger, hydraulic/swellable packers, sliding sleeves, an activation sub and a shoe with a check valve. When the liner is run in hole, sliding sleeves are in the closed position, providing ability to perform circulation through the shoe (Demkovic et al., 2017).

As noted in Belov et al., 2017, fracturing stages can be isolated by closing the previous sleeve. Thus, the multi-use mechanical packer is an additional tool in case of inability to isolate the fracturing stage by closing the sleeve. A distinctive feature of this technology is its modularity and the ability to open or close fracturing sleeve with one tool conveyed on tubing or coiled tubing. Thus, the opening can be carried out almost unlimited number of times with no need to pull CT string to the surface (Belov et al., 2018).

Conclusion

There are several methods and technologies for sand control. Strengthening of sandstones in the near-wellbore region is the most effective sand-control method. Chemical, physical-chemical, mechanical methods and combinations of these methods are used for this purpose.

Mechanical methods are the simplest and most available in the market, and therefore the most common. These methods include equipping oil wells with sand filters of various designs.

Chemical methods are based on rock strengthening with different binding agents (mainly polymeric type).

Considering complex geological conditions of the Messoyakha oil, gas and condensate field with heavy oil in poorly consolidated sandstone reservoirs at shallow depths and low temperatures, the tasks required unconventional solutions. Coiled tubing application allowed not only to effectively apply chemical sand control methods, but also to perform multistage hydraulic fracturing.

Currently, oil and gas companies are increasingly demanding technical and technological aspects of multistage fracturing, where the critical factors are the efficiency of operations, the number of stages, the length of the horizontal part of the well, the ability to perform refracturing, and ability to open/close sleeves after production for water and gas shut-off. The experience gained shows the potential of modern

компоновке заканчивания с закрываемыми фильтрами и муфтами МГРП.

Комплексный анализ поставленных задач позволил разработать новый подход к оптимизации заканчивания скважин в песчаных слабоконсолидированных коллекторах. Интегрированный метод проведения многостадийного гидравлического разрыва пласта позволил достичь эффективного охвата трещинами пласта с целью увеличения коэффициента извлекаемых запасов, при этом после проведения операции защитой от пескопроявлений стала добыча через фильтровую часть горизонтального ствола.

Авторы благодарят компании АО «Мессояханефтегаз», ООО «ГПН-НТЦ» и ООО «Пакер Сервис» за возможность опубликовать данные материалы.

technologies, where the use of coiled tubing enables meeting high requirements and expanding the scope of application. The use of coiled tubing allowed to perform multistage fracturing with special combined completion assembly with closable filters and fracturing sleeves.

A comprehensive analysis of the tasks set allowed to develop a new approach to optimizing well completions in poorly consolidated sandstone reservoirs. The integrated method of multistage hydraulic fracturing allowed to increase reservoir coverage with fractures in order to increase the recovery coefficient. In addition, this method provided sand control by enabling production through the filter part of the horizontal wellbore.

The authors express gratitude to Messoyakhaneftegaz JSC, GPN-NTC LLC and Packer-Service LLC for the opportunity to publish these materials.

ЛИТЕРАТУРА/REFERENCES

Askhat Ishangaliev, Alexey Yudin, Alexey Borisenko et alet al 2017. Tailoring of the Fracturing Technologies to Challenging Geological Conditions of Jurassic Formation of Yamal Peninsula. Presented at SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition, Moscow, Russia, 16-18 October. SPE 187914.

Belov, A. V., Shestakov, S. A., Trifonov, A. V. et al. 2017. Coiled Tubing Boosts Efficiency of Multistage Hydraulic Fracturing Technique in Novoportovskoe Field. Presented at SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition, Moscow, Russia, 16-18 October. SPE 187715.

D.Sugaipov, D.Bazhenov, S.Devyatyarov et al. 2016. Integrated approach to oil rim development in terms of Novoportovskoye field. OIJ-2016-12-060-063-RU

E. Kazakov, S. Vereschagin, A. Kichigin et al. 2017. Precise Fracturing: Increasing Number of Stages and Reducing Treatments Size in Oil Rims of Novoportovskoe Oil Field. Presented at SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition, Moscow, Russia, 16-18 October. SPE 187680.

Koloda, A.V., Morozov, O.N., Panarin, A.T. et al. 2015. The First Application of Premium Port Technology to Conduct Zonal Stimulation and the Ability to Control the Well Injectivity Profile on a Unique Offshore Field in the Arctic. Presented at SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia, 26–28 October. SPE 176511.

M. Demkovich, A. Ablaev, S. Vereschagin et al 2017. Multistage Fracturing at Top Gear. Presented at SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition, Moscow, Russia, 16-18 October. SPE 187716.

Belov, A., Tishkevich, S., Simakov, S. et al. 2018. Expanding Boundaries of Multistage Hydraulic Fracturing with Coiled Tubing in Novoportovskoe Field. Presented at SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition, Moscow, Russia, 15-17 October. SPE 191719.

Уважаемые коллеги!

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

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

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

Любви и взаимопонимания с близкими!

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

Fidmash | NOV Completion & Production Solutions

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 ø 44,45 мм, 5400 м ГНКТ ø 50,8 мм, 2800 м ГНКТ ø 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 ˚С, с возможностью хранения до –50 ˚С;
- 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

QMS REGISTERED

ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ СТАНДАРТА ISO 16530-1: УПРАВЛЕНИЕ ЖИЗНЕННЫМ ЦИКЛОМ ЦЕЛОСТНОСТИ СКВАЖИНЫ

KEY NOTES ON ISO 16530-1: WELL INTEGRITY LIFECYCLE GOVERNANCE

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

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

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

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

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

Godwin Chidiebere Nwafor is an Oilfield Engineering Supervisor/Consultant currently providing consulting services for National Petroleum Services (NPS) in Dammam, Saudi Arabia. Areas of services include pressure pumping operations, acid stimulation through coiled tubing, project management, service coordination and wellsite supervision. Prior to this, Godwin spent 2 years as an Oilfield Consultant in Nigeria working on well cementing operations and pressure pumping services for various clients. Previously, he spent 6 years with Schlumberger Plc. in Nigeria working initially as a Well Services Field Specialist providing wellsite supervision and execution of well cementing operations and services in land, swamp, off-shore and deep-water rig installations. Lastly, he was the Operations Service Coordinator for the Well Services Operations Planning Center (OPC) based in Port Harcourt Nigeria providing asset planning, inventory control, field support, and operations support for Cementing Services.

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

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

Введение

Согласно стандарту ISO 16530-1 (издание 2017 года): *«стандарт разработан нефтегазодобывающими компаниями и предназначен для использования в нефтегазовой промышленности по всему миру. Стандарт является руководством по управлению целостностью скважины на протяжении всего жизненного цикла. Также в настоящем стандарте изложены минимальные требования к компании, ведущей работы на скважине, необходимые для того, чтобы заявить о соответствии стандарту».*

Стандарт рассматривает процесс управления целостностью скважин на каждом этапе эксплуатации, а именно: основные проектирования конструкции скважины; конструкцию скважины; бурение; эксплуатацию; внутрискважинные работы (включая капитальный ремонт) и консервацию.

Назначение стандарта по управлению жизненным циклом целостности скважины

Стандарт описывает независимый метод применения нормативных требований, обеспечивающих целостность скважины на протяжении всего срока эксплуатации. Эти нормативные требования либо уже разработаны, либо в процессе разработки различными нефтегазовыми компаниями.

Основное положение стандарта:

«Система управления целостностью скважин (WIMS) должна обеспечивать поддержание целостности скважин на протяжении всего жизненного цикла за счет применения комбинации технических, эксплуатационных и организационных процессов».

Основные положения

Стандарт применим ко всем скважинам в нефтяной и газовой промышленности. Также стандарт применим к любой скважине или группе скважин независимо от их срока эксплуатации, местоположения (включая скважины на суше, подводные и морские скважины) или типа (например, фонтанирующие скважины, скважины с механизированным способом добычи, нагнетательные скважины).

Стандарт призван помочь нефтяным и газовым компаниям эффективно управлять целостностью скважин в течение всего жизненного цикла. Для этого стандарт предоставляет:

- Минимальные требования для обеспечения эффективного управления целостностью скважины.
- Рекомендации и методы, которые компании могут применять в больших масштабах, основываясь на показателях риска для каждой конкретной скважины.

Introduction

According ISO 16530 – 1 Standard (2017 Edition), *"the standard has been developed by oil and gas producing operating companies and is intended for use in the petroleum and natural gas industries worldwide. It is intended to provide guidance to the well operator on managing well integrity throughout the well life cycle. Furthermore, this standard addresses the minimum compliance requirements for the well operator in order to claim conformity with the standard".*

The standard addresses the process of managing well integrity during each of the well life cycle phases, namely: basis of design; design; construction; operation; intervention (including work-over) and abandonment.

Intent of Well Integrity Life Cycle Standard

An independent method of applying performance standards that assures well integrity over life cycle of the well. These performance standards can be existing or to be developed standards in industry or by Well Operator.

In principle:

"The well integrity management system (WIMS) should assure that well integrity is maintained throughout the well life cycle by the application of a combination of technical, operational and organizational processes".

Scope

The standard is applicable to all wells that are operated by the petroleum and natural gas industry. It is also applicable to any well, or group of wells, regardless of their age, location (including onshore, subsea and offshore wells) or type (e.g. naturally flowing, artificial lift, injection wells).

It is intended to assist the petroleum and natural gas industry to effectively manage well integrity during the well life cycle by providing:

- Minimum requirements to ensure management of well integrity; and
- Recommendations and techniques that well operators can apply in a scalable manner based on a well's specific risk characteristics.

Assuring well integrity comprises two main building blocks: *the first is to ensure well integrity during well design and construction, and the second is to manage well integrity throughout the remaining well life thereafter.*

Non-Applicability of ISO 16530 – 1 Standard

The ISO 16530 – 1 Standard is not applicable to well control. *Well control refers to activities implemented to prevent or mitigate unintentional release of formation fluids from the well to its surroundings during drilling, completion, intervention and well abandonment operations, and involves dynamic elements, i.e. BOPs, mud*

Обеспечение целостности скважины состоит из двух основных этапов: первый – обеспечение целостности скважины при проектировании и строительстве, второй – управление целостностью скважины в течение оставшегося срока службы скважины.

Неприменимость стандарта ISO 16530–1

Стандарт ISO 16530-1 не применим к инструментам контроля за скважиной. *Контроль за скважиной – это комплекс организационно-технических мероприятий, направленных на предотвращение или снижение риска неконтролируемого выброса пластовой жидкости из скважины в окружающую среду во время бурения, заканчивания, внутрискважинных работ и ликвидации скважины с помощью динамических элементов оборудования, таких как превенторы, буровые насосы, системы подачи бурового раствора.*

Данный стандарт не применяется к понятию целостности ствола скважины, под которой зачастую понимается «стабильность ствола скважины». *Целостность ствола скважины – это способность пробуренного открытого ствола скважины поддерживать свою форму и оставаться неповрежденным после бурения.*

Процесс обеспечения целостности скважины

Как показано на рис. 1, обеспечение работоспособности барьеров на протяжении жизненного цикла скважины включает в себя следующие компоненты:

- Подземные барьеры, препятствующие оттоку или притоку флюидов из пластов.
- Барьеры, которые предотвращают неконтролируемый выброс флюидов на поверхность.
- Барьеры, которые предотвращают неконтролируемый выброс флюидов в скважинную систему.
- Барьеры, обеспечивающие безопасный доступ в ствол скважины.

ISO 16530–1 – Этапы жизненного цикла скважины

Этапы жизненного цикла скважины имеют общие элементы, методы и процессы, которые являются неотъемлемой частью системы управления целостностью скважины. Стандарт описывает эффективность каждого этапа в рамках системы управления целостностью скважины. На рисунке 2 приведены общие элементы этапов, а также взаимосвязь между ними.

а) Этап **«Основы проектирования конструкции скважины»** определяет возможные риски для безопасности и риски загрязнения окружающей среды, возникающие

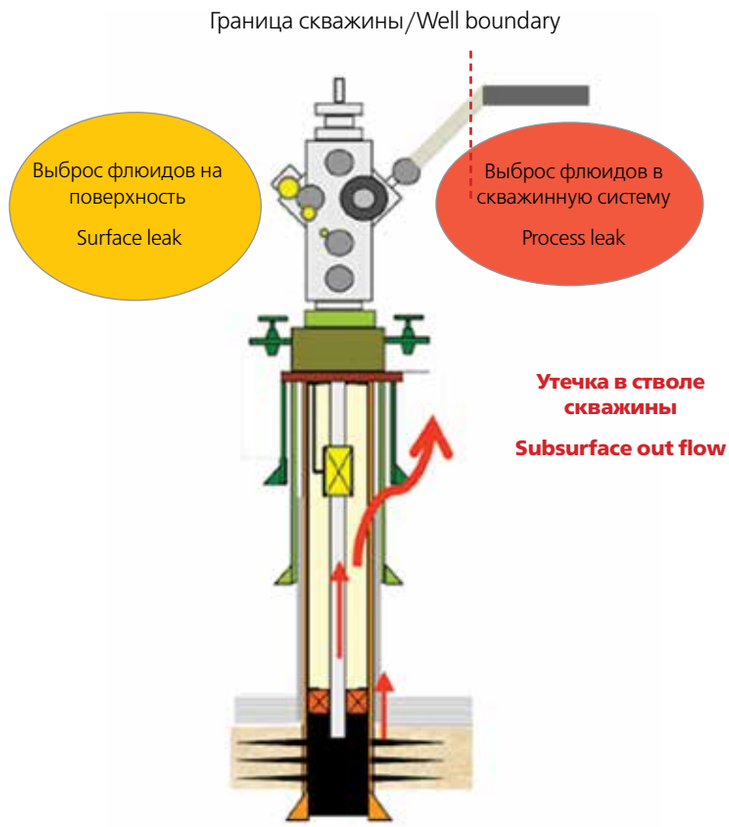


Рисунок 1 – Работоспособность скважинных барьеров
Figure 1 – Assurance of well barriers

pumps, mud systems, etc.

The standard is not applicable to wellbore integrity, sometimes referred to as "borehole stability". Wellbore integrity is the capacity of the drilled open hole to maintain its shape and remain intact after having been drilled.

Well Integrity Process

Assurance of Well Barriers over lifecycle involves the following process as depicted in figure 1 below:

- Barriers for subsurface that prevent outflow or inflow from subsurface
- Barriers that control the effect off loss off containment to surface
- Barriers that control the effect off loss off containment to process
- Barriers for safe well bore access

ISO 16530–1 Stages of the Well Life Cycle

The phases of the life cycle of a well have common elements, methods and processes, which are integral to the management of well integrity, and the Standard describes the deliverables between each phase within a Well Integrity Management System. Figure 2 below summarizes the elements which are common among phases,

при работе на устье и забое скважины в течение всего жизненного цикла. После выявления данных рисков проводится их анализ с целью разработки методов обеспечения целостности скважины на следующих этапах жизненного цикла.

б) Этап **«Конструкция скважины»** определяет элементы управления, которые должны быть включены в конструкцию скважины для обеспечения необходимых барьеров, которые позволят управлять выявленными рисками для безопасности и окружающей среды. Конструкция скважины должна учитывать ожидаемые или прогнозируемые изменения в течение жизненного цикла скважины и гарантировать, что определенные на этапе проектирования барьеры обеспечивают снижение рисков для безопасности сотрудников и рисков загрязнения окружающей среды.

в) Этап **«Строительство скважины»** определяет необходимые или рекомендуемые элементы управления, которые необходимо установить (в том числе в процессе ремонтных работ), а также методы проверки этих элементов для обеспечения необходимого уровня безопасности конструкции скважины. На этом этапе рассматриваются любые отклонения от проекта, требующие повторной проверки на предмет контроля выявленных опасных факторов и рисков.

г) Этап **«Эксплуатация скважины»** определяет требования, рекомендации и методы управления целостностью скважин в процессе эксплуатации.

д) Этап **«Внутрискважинные работы»** (включая капитальный ремонт скважин) определяет минимальные требования и рекомендации по оценке барьеров в скважине до и после внутрискважинных работ, во время которых происходит разрушение установленной системы барьеров безопасности.

е) Этап **«Консервация скважины»** определяет требования и рекомендации по консервации скважины.

Система управления целостностью скважин

Каждая компания, ведущая работы на скважине, должна иметь систему управления целостностью скважин (WIMS), которая обеспечивает поддержание целостности скважин на протяжении всего жизненного цикла за счет применения комбинации технических, эксплуатационных и организационных процессов.

Данная система должна учитывать следующие элементы для всего фонда скважин:

Рисунок 2 – Общие элементы для этапов управления целостностью скважин

Figure 2 – Elements common to the phases of well integrity management

and the relation between the phases.

a) The **"Basis of Design Phase"** identifies the probable safety and environmental exposure to surface and subsurface hazards and risks that can be encountered during the well life cycle. Once identified, these hazards and risks are assessed such that control methods of design and operation can be developed in subsequent phases of the well life cycle.

b) The **"Design Phase"** identifies the controls that are to be incorporated into the well design, such that appropriate barriers can be established to manage the identified safety and environmental hazards. The design addresses the expected, or forecast, changes during the well life cycle and assures that the required barriers in the well's design are based on risk exposure to people and the environment.

c) The **"Construction Phase"** defines the

– оценку рисков;
– организационную структуру (роли, обязанности, отчетность и компетенции);
– скважинные барьеры безопасности;
– стандарты эффективности;
– проверку барьеров безопасности;
– отчетность и документацию;
– управление процессом внесения изменений;
– непрерывный процесс оптимизации;
– аудит.

Примеры формулировок «должна»

а) Компания, ведущая работы на скважине, **должна** составить и задокументировать процедуру управления барьерами безопасности, которая включает в себя барьеры для пластовой жидкости, закачиваемых жидкостей, используемого для газлифта газа и рабочих жидкостей.
б) Компания, ведущая работы на скважине, **должна** учитывать влияние изменений температуры, особенно в подводных или арктических условиях, поскольку при закрытии клапанов с дистанционным управлением ствол скважины, выкидные линии, манифольды, райзеры и другие элементы быстро остывают.
в) В процедуре управления барьерами **должны** быть отражены специальные требования, которые необходимо принять во внимание. Примеры приведены ниже.
г) Чтобы обеспечить поддержание целостности скважины, в конце каждого этапа жизненного цикла скважины **должны** выполняться требования к документации, сертификации и проверке барьеров безопасности.
д) Компания, ведущая работы на скважине, **должна** применять процесс контроля изменений для их учета и регистрации в списке требований к системе управления целостностью конкретной скважины или к общей системе управления целостностью скважин.
е) Все выбранные материалы и оборудование, которые будут использоваться для создания барьера в скважине, **должны** быть проверены перед установкой в скважине в соответствии с проектом конструкции скважины.
ё) Перед установкой элемента барьера безопасности его целостность **должна** быть проверена в соответствии с требованиями проекта конструкции скважины.

Требования к барьерам безопасности на этапе «Основы проектирования конструкции скважины»

1. Необходимо определить размеры и глубины установки (глубина по стволу и глубина по вертикали) всех трубных изделий и цемента (в том числе голова цемента), выступающих в качестве элементов барьера безопасности.

required or recommended elements to be constructed (including rework/repair) and verification tasks to be performed in order to achieve the intended design. It addresses any variations from the design which require a revalidation against the identified hazards and risks.

d) The **“Operational Phase”** defines the requirements or recommendations and methods for managing well integrity during operation.
e) The **“Intervention Phase”** (including work-over) defines the minimum requirements or recommendations for assessing well barriers prior to, and after, a well intervention which requires breaking the established well barrier containment system.
f) The **“Abandonment Phase”** defines the requirements or recommendations for permanently abandoning a well.

Well Integrity Management System

The well operator should have a well integrity management system (WIMS) to ensure that well integrity is maintained throughout the well life cycle by the application of a combination of technical, operational and organizational processes.

The WIMS should address the following elements for the well operator’s well stock:
– risk assessment;
– organizational structure (roles, responsibilities, accountabilities and competencies);
– well barriers;
– performance standards;
– well barrier verification;
– reporting and documentation;
– management of change process;
– continuous improvement process;
– auditing.

Examples of “shall” statements

a) The Well Operator **shall** define and document a barrier philosophy that includes barriers to formation fluids, injected fluids, lift gas and power fluids.
b) The effects of temperature changes **shall** be take into account, especially in subsea or arctic situations, since the wellbore, flow lines, manifolds, risers, etc., cool down quickly when remotely actuated valves are closed.
c) Special considerations that **shall** be taken into account should be captured here, for example:
d) At the end of each phase in the well life cycle, requirements for documentation, certification and verification shall be met to ensure that management of well integrity is maintained
e) The Well Operator **shall** apply a management of change (MOC) process to address and record changes to integrity assurance requirements for an individual well or to the well integrity

Не рекомендуется проводить испытания под давлением в случае наличия в скважине зацементированного башмака.

2. Необходимо определить требования к процессу сбора данных при строительстве скважины; эти требования должны указывать, какие данные необходимо получить и какие действия необходимо предпринять во время строительства каждого участка скважины. Также эти требования должны указывать, требуется ли проведение исследований по оценке качества цемента, продолжительных испытаний на герметичность, исследований характера насыщения, гамма-каротаж и т.д.
3. При определении требований к конструкции скважины необходимо учитывать водоносные горизонты с коррозионно-активным флюидом, который может воздействовать на обсадную колонну/цемент и привести к коррозии внешней поверхности колонны-направления. Например, необходимо учитывать меры защиты от коррозионно-активного флюида из водоносного горизонта, специальные требования к цементированию скважины, изменения в конструкции обсадных колонн, требования к минимальной высоте подъема цемента и к комплексу необходимых геофизических исследований, а также стратегию ремонтно-изоляционных работ по цементированию.
4. Компания, ведущая работы на скважине, должна определить критерии эффективности элементов барьера безопасности. Критерии эффективности представляют набор показателей и квалификационных критериев, которые позволяют компании, ведущей работы на скважине, определять, проектировать, закупать и устанавливать требования проверки для всех отдельных элементов барьера безопасности, включая цемент.

Требования к барьерам безопасности на этапе «Строительство скважины»

Необходимо провести оценку качества цемента в соответствии с требованиями проекта конструкции скважины. Если цементировочные работы не соответствовали требованиям проекта конструкции скважины, необходимо рассмотреть возможность использования дополнительных альтернативных методов оценки барьера безопасности.

При составлении плана работ по установке элемента безопасности необходимо учитывать следующие данные, полученные до, во время и после цементирования (список ниже может быть дополнен):

- значительные поглощения при закачке цемента;
- значительные отклонения от плана цементировочных работ, такие как

management system.

f) All selected materials and equipment that will be used to establish a well barrier **shall** be verified against the well program prior to installation in the well.

g) When a WBE is installed, its integrity **shall** be verified in accordance with the requirements of the well program

Barrier requirements Basis of Design phase

1. Dimensions and depth labelling (TVD and MD) for all tubular goods and cement (including TOC) defined as WBEs, it is undesirable to pressure-test against a cemented shoe.
2. Identifying data acquisition requirements during the construction of the well; this should indicate what data and activities are required during construction for each well section, and specify whether a cement evaluation log, an extended leak-off test, a saturation log, gamma ray tests, etc., are required.
3. Corrosive aquifer casing/cementation and external corrosion protection of surface casing design considerations, e.g. corrosive aquifers that require corrosion controls during well construction, special cementing requirements, or changes to casing specification; cementing requirements, including minimum casing and plug cement heights and logging requirements, as well as the remedial cementing strategy;
4. The Well Operator should define well design performance standards for the WBEs. Performance standards are a set of specifications and qualification criteria that allows the Well Operator to define, design, procure and establish verification requirements for all the individual WBEs, including cement, that make up the well barriers.

Barrier requirements Construction phase

The cement should be evaluated in accordance with the requirements of the well program. If the cementing operation was not according to the requirements of the well program, the Well Operator should consider using additional alternative verification methods for the barrier.

Indications observed prior, during and after the cementing operation that can impact the plan for establishing a competent barrier element include, but are not limited to:

- substantial loss of returns while pumping cement;
- significant deviation from the cementing plan, such as inability to maintain the desired density of the slurry, use of less than designed volume of slurry, etc.;
- premature returns of cement slurry to surface;
- lift pressure of the cement, measured just prior to bumping the plug, which indicates the top of

невозможность поддержания требуемой плотности раствора, использование раствора в меньшем объеме, чем предусмотрено проектом, и т. д.;
- преждевременный выход цементного раствора на устье;
- давление подъема цемента, измеренное непосредственно перед посадкой пробки, что указывает на то, что высота подъема цемента в затрубном пространстве недостаточна для изоляции самой верхней зоны возможного притока;
- приток жидкости до, во время или после цементирования;
- избыточное давление в обсадной колонне;
- механические повреждения во время цементирования, например, повреждения хвостовика/обсадной колонны, обратного клапана и цементного раствора;
- плохое сцепление цемента с колонной по результатам исследований.

Проверка барьеров безопасности

1. Проверка барьера безопасности – это оценка соответствия барьера определенным критериям. Она включает (список может быть дополнен): функциональные испытания, испытания на герметичность, испытания на осевую нагрузку (растяжение и/или сжатие) и верификацию результатов моделирования.
2. Функциональные испытания – это проверка того, работает ли элемент или система по назначению. Испытания должны быть целесообразными и объективными, все результаты должны быть зафиксированы. Как правило, в процесс проверки барьеров безопасности входят следующие типы испытаний:
3. Опрессовка представляет собой повышение давления с помощью устьевого оборудования с целью проверки механической целостности и герметичности компонентов конструкции скважины.
4. Испытание на приток проводится с помощью естественного давления из удаленного источника, например, с помощью пластового давления.
5. Некоторые элементы барьера безопасности, возможно, придется проверять с помощью специального моделирования или типовых испытаний на стадии проектирования, поскольку эксплуатационные испытания могут оказаться непригодными или физически невыполнимыми. Примеры таких испытаний: испытания промежуточных обсадных колонн ударной волной, испытания на скорость закрытия внутрискважинного клапана-отсекателя, а также испытания спущенных обсадных колонн на герметичность в скважинах, где проведение опрессовки не рекомендуется из-за наличия зацементированного башмака.

cement (TOC) is not high enough in the annulus to isolate the uppermost potential flow zone;
- fluid influx prior to, during, or after cementing;
- excessive casing pressure;
- mechanical failure during the cement job, e.g. liner/casing, float collar and cement head failures;
- Poor cement bond log results.

Barrier verification testing

1. A verification test is a check whether or not a component meets its acceptance criteria. It includes (but is not limited to) function testing, leak testing, axial load testing (tension and/or compression) and modelling verification.
2. Function testing is a check as to whether or not a component or system is operating as intended. It should be realistic, objective, and the results recorded. It typically (but not exclusively) consists of empirical testing of
3. Pressure testing is the application of a pressure from a known source to ascertain the mechanical and sealing integrity of the component.
4. Inflow testing, or negative testing, utilizes pressure from a remote source such as reservoir or formation pressure.
5. Certain barrier elements may have to be verified by suitable modelling or type testing at the design stage, since operational testing may not be practical or achievable. Examples of such testing include wave load impact on conductors, slam closure rates for SSSVs and pressure rating of installed casings, where it is undesirable to pressure-test against a cemented shoe.

ЛИТЕРАТУРА/REFERENCES

1. International Organization for Standardization (2017). Petroleum and natural gas industries – Well integrity – Part 1: Life cycle governance (ISO 16530-1). Geneva, Switzerland.
2. Nwafor G.C., (2019), "Understanding the Fundamentals of Well Integrity", Coiled Tubing Times Journal (CTT), Issue No.1 (068), June 2019; Page 14–23; ISSN 1817 – 3330, Coiled Tubing Times LLC, Russia. http://www.cttimes.org/en/technology/nashi-publikatsii-otehnologiyah/understanding-the-fundamentals-of-well-integrity/
3. Nwafor G.C., (2019), "Successful Cementing Operation: Key Well Design Parameters to Consider" Coiled Tubing Times Journal (CTT), Issue No.1 (067), March 2019; Page 28–33; ISSN 1817 – 3330, Coiled Tubing Times LLC, Russia. http://www.cttimes.org/en/technology/nashi-publikatsii-otehnologiyah/successful-cementing-operation-key-well-design-parameters-to-consider/
4. NORSOK standard D-010 (2004). "Well integrity in drilling and well operations". Rev 3, 2004.

ПАКЕР СЕРВИС

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

Гидравлический разрыв пласта
Hydraulic fracturing

Услуги с установками ГНКТ
Coiled tubing services

Освоение скважин азотом
Well gaslifting

Заканчивание скважин
Well completion

Пакерный сервис
Packer service

Ловильные работы
Fishing operations

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

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

ПАКЕР ТУЛЗ

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

Тезисы Конференции по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам SPE/ICoTA 2019 (часть 2)

SPE/ICoTA Coiled Tubing & Well Intervention Conference 2019 Abstracts (Part 2)

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

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

Секция 11. Технические решения для горизонтальных и многоствольных скважин

Внутрискважинные работы проводятся во все более глубоких и сложных по конструкции скважинах. В данной секции рассматриваются доклады, посвященные технологиям внутрискважинных работ со спуском приборов на кабеле, трубах и ГНКТ в сложных горизонтальных скважинах. В секции представлены последние достижения в области извлечения труб, работ в глубоких скважинах, промывки с концентрической ГНКТ, спуска перфораторов, зарезки боковых стволов и многое другое.

Усовершенствование метода спуска инструментов для извлечения труб с использованием скважинных тракторов

Пьер Фуше, Дэвид Дамм, Schlumberger

Для разработки технологии спуска разъединяющих инструментов на скважинном тракторе был использован комплексный подход. Была поставлена задача составить процедуру спуска с сохранением работоспособности трактора и других элементов компоновки.

В случае прихвата бурильной трубы или потери циркуляции в скважину спускаются инструменты для извлечения трубы с помощью тракторов на кабеле. Основная задача данного метода – освободить трубу выше места прихвата. Как правило, при извлечении трубы используют прихватоопределитель, детонирующий шнур, а также труборез либо шашечную торпеду. При применении шашечной торпеды в скважину спускается взрывоопасный заряд, детонация которого происходит по специальной процедуре, которая обеспечивает точное столкновение ударных волн. Однако взрыв часто приводит к повреждению скважинного трактора.

Для регистрации всех ключевых параметров, которые приводят к повреждению трактора, было проведено полное

Session 11. Horizontal and Multilateral Solutions

Wells requiring intervention continue to grow longer and more complex. This session will discuss technology for intervention with wireline, composite rod, and coiled tubing in complex horizontal wells. Hear the latest developments in pipe recovery, extreme reach, concentric coil cleanout, perforating gun deployment, sidetracking, and more.

Enhanced Conveyance Method for Pipe Recovery Services with Wireline Tractors

Pierre Foucher, David Damm, Schlumberger

A holistic approach was employed to develop a technique for conveying severing tools on wireline tractor. The objective is to establish a procedure to preserve the integrity of the tractor and related components of the toolstring.

Wireline tractors are sometimes required to convey pipe recovery services when the drillpipe becomes stuck and circulation is lost. In this case, the primary objective is to free the pipe in the lateral right above the stuck point. Pipe recovery services typically use a freepoint finder, detonating cord, and pipe cutter or colliding tool. This last option employs a high explosive load triggered in a specific manner to cause precise collision of the shock waves. Unfortunately, the explosion commonly damages the tractor used for conveyance.

A full experimental characterization of the downhole explosion was conducted to record all critical parameters that could physically damage the tractor. A dedicated special

экспериментальное исследование взрыва в скважине. Затем была использована специальная система сбора данных, чтобы экспериментально измерить воздействие спускаемой на тракторе торпеды. Было проведено измерение таких параметров, как давление, сила удара и деформация.

Далее был проведен глубокий анализ результатов измерений с целью составления новых улучшенных инструкций по надежной транспортировке разъединяющих инструментов с сохранением работоспособности трактора и вспомогательных элементов компоновки. В рамках данной технологии было разработано экономически эффективное решение.

Описанный метод был использован в полевых условиях на месторождении на Ближнем Востоке, где он позволил значительно сократить длительность работы и извлечь максимально длинный участок трубы без повреждения трактора.

С помощью этого усовершенствованного метода тракторы, спускаемые на кабеле, позволяют транспортировать инструменты для извлечения труб с допустимым уровнем риска повреждения трактора, что позволяет снизить эксплуатационные затраты. В целом это значительно повышает надежность данного метода транспортировки инструментов для извлечения труб и минимизирует возможное время простоя.

Применение концентрической ГНКТ для промывки и оценки продуктивности в сложных горизонтальных скважинах: опыт проведения работ на трех скважинах на месторождении с высоковязкой нефтью в Кувейте

Никита Котари, Мунир Абабу, Baker Hughes, a GE Company; Сринивас Рао, Хосе Грегорио Гарсия, Кувейтская нефтяная компания

В рамках тестирования технологии «холодной» добычи высоковязкой нефти на месторождении в Кувейте было пробурено несколько горизонтальных скважин. На этих скважинах были проведены внутрискважинные работы различного типа. Однако на некоторых скважинах было зафиксировано резкое падение добычи ниже ожидаемого уровня. Предполагалось, что в этих скважинах с аномально низким пластовым давлением произошло повреждение призабойной зоны пласта из-за большой репрессии на пласт, вызванной используемыми во время работ жидкостями.

Технология использования концентрических гибких труб с забойным струйным насосом была впервые применена в Кувейте и признана эффективным методом промывки горизонтальных скважин и определения причин падения добычи. В рамках данной технологии однофазная промывочная жидкость подается по внутренней колонне на струйный насос, что приводит к локальному снижению давления, благодаря которому твердые частицы или флюиды отсасываются из ствола скважины и смешанный поток песка и жидкости возвращается через кольцевое пространство концентрических гибких труб. Возможность переключения между различными режимами работы позволила провести промывку и обработку скважины за одну спуско-подъемную операцию.

Данная технология была успешно применена для удаления песка, оценки повреждения призабойной зоны

acquisition system was then used to measure experimentally the effect of a colliding tool conveyed on a tractor including pressure, shock, and strains.

In-depth analysis of the results was used to determine optimized operational guidelines and practices to achieve the objective of reliably conveying severing tools while preserving the integrity of the tractor and related logging tools. The technique relies on a cost-effective solution.

This method has been deployed to the field for successful application in the Middle East where it saved significant operational time and maximized the recovered pipe length without any damage to the tractor.

With this enhanced method, wireline tractors can convey pipe recovery tools with acceptable risk of damage to the tractor, which reduces operation cost. Overall, it significantly increases the confidence in using this conveyance option for pipe recovery services and minimizes potential downtime.

Concentric Coiled Tubing Technology for Well Cleaning and Evaluation in Complex Horizontal Wells: A 3 Wells Case Study from Heavy Oil Field, Kuwait

Nikita Kothari, Mounir Ababou, Baker Hughes, a GE Company; Srinivas Rao, Jose Gregorio Garcia, Kuwait Oil Company

A few horizontal wells were drilled in Kuwait, heavy oil field, as a part of cold production testing. Various workover interventions were performed on these wells. However, some of the wells showed sharp production decline and were producing below expectations. It was suspected that formation damage may have occurred in these ultra-low reservoir pressure wellbores due to the overbalance of the fluids used during interventions.

Concentric coiled tubing (CCT) technology comprising of a downhole jet pump, was recently employed for the first time in Kuwait and was determined to be an effective method to clean the horizontal sections and investigate the reasons for the production problems. The single phase cleanout fluid is circulated down the inner string to power the jet pump, creating a localized drawdown that vacuums the formation solids or fluids out of the wellbore and the combined sand/fluid stream returns via the CCT annulus. The multiple operating modes provided the benefit of cleaning and treating the wellbore in the same run.

This specialized system was successfully utilized to remove sand, evaluate the formation damage and enhance production; meeting all objectives in a single well intervention. Pressure and temperature gauges run below

пласта и увеличения добычи. При этом все эти задачи были выполнены за одну операцию. На двух скважинах в состав забойной компоновки ниже насоса были включены датчики давления и температуры, которые зарегистрировали забойное давление всего 10 атмосфер. Результаты добычи скважин позволили расширить область задач внутрискважинных работ на месторождении высоковязкой нефти в Кувейте и открыли новые возможности для промывки ствола скважины и оценки повреждения пласта с использованием технологии концентрических гибких труб.

В данной статье рассмотрены преимущества технологии концентрических гибких труб и приводится подробное исследование выполненных работ на первых трех горизонтальных скважинах. Анализ профилей притока песка и флюида, проведенный во время процесса вакуумирования, позволил провести оценку скважинной продукции и предоставить важные данные для разработки стратегии оптимизации добычи.

Клин-отклонитель для колонн большого диаметра; новые возможности зарезки боковых стволов на ГНКТ с использованием инновационного метода вырезки окна в обсадной колонне

Джеймс Олингер, ConocoPhillips Alaska Inc; Джон Милн, Роберт Харрис, Кэндис Инглиш, Карл Диллер, Брэдли Фрейзер, Northern Solutions

Технология бурения на ГНКТ используется на северном склоне Аляски с 1994 года для бурения боковых стволов. Разработанные на Аляске технологии, в том числе технология фрезерования окна с клином-отклонителем, сейчас используются по всему миру. Большая часть боковых стволов бурится с использованием стандартных отклонителей в нескольких конфигурациях в скважинах с обсадной колонной одного диаметра или скважинах со спущенными НКТ. Технология бурения на ГНКТ была ограничена размером НКТ или минимальным проходным диаметром для отклонителя, а также внутренним диаметром НКТ, хвостовика или обсадной трубы, в которую будет установлен отклонитель. Клин-отклонитель для установки в НКТ 89 мм в транспортном положении имеет наружный диаметр 66,7 мм, что позволяет производить его установку только в обсадных колоннах типоразмера 139,7 мм и меньше.

При установке отклонителя 89 мм в обсадные колонны большего диаметра возникают сложности с надежным креплением отклонителя и фиксацией компоновки фрезерования окна. Разработка нового клина-отклонителя для колонн большого диаметра позволила решить эту проблему. Инструмент с наружным диаметром 66,7 мм можно устанавливать в обсадной колонне 178 мм. Этот тип отклонителя позволит применять технологию бурения на ГНКТ для задач, решение которых ранее было невозможно. В данной статье представлено описание конструкции клина-отклонителя, а также испытаний и опытно-промышленных работ, которые проводились для разработки инструмента.

Уникальная технология спуска перфоратора на углеродном композитном стержне повышает эффективность перфорации, обеспечивает снижение времени и затрат, а также предоставляет возможность применения новых технических

the tool on two wells recorded bottomhole pressure of only 150 psi. Post-production results has pushed the boundaries of the well interventions in heavy oil field in Kuwait and has unlocked several wellbore cleanout and formation damage evaluation opportunities using the CCT technology.

This paper reviews the benefits of the concentric coiled tubing technology and provides a comprehensive case study of the first three horizontal wells. The analysis of the sand and fluid influx profiles obtained during the vacuuming process assisted in to evaluating well production provided crucial data in formulating a management strategy.

The High Expansion Wedge; Accessing A New World Of Coiled Tubing Drilling Sidetracks Through An Innovative Casing Exit System Approach

James Ohlinger, ConocoPhillips Alaska Inc; John Milne, Robert Harris, Candice English, Carl Diller, Bradley Frazier, Northern Solutions LLC

Coiled Tubing Drilling (CTD) has been used on the North Slope of Alaska since 1994 for drilling sidetracks or laterals. Technology and techniques developed in Alaska have been transferred globally including the process and best practices to mill windows off whipstocks. A majority of the through tubing sidetracks have been drilled using conventional monobore or through-tubing whipstocks in multiple configurations. CTD has been limited to the size of the tubing or minimum internal diameter (ID) that a whipstock can pass-through and the ID of the tubing, liner, or casing that the whipstock will be set in. A 3-1/2" Thru-Tubing whipstock has a running outer diameter (OD) of 2.625" and could only be set in liner or casing up to 5-1/2".

The problem with installing a 3-1/2" Thru-Tubing whipstock in larger liner or casing than 5-1/2" has always been the ability to properly anchor the whipstock and keep the window milling bottom hole assembly (BHA) on the tray of the whipstock. That is no longer an issue with the development of the High Expansion Wedge (HEW). The HEW has a 2.625" OD and is capable of anchoring inside 7" liner or casing. This type of whipstock will open a new set of CTD candidates that have previously been inaccessible. The goal of this paper will be to describe the design, testing, and field trials that were used to develop the HEW.

Leveraging The Unique Properties Of A Carbon Composite Rod Deployment System To Push The Boundaries Of Perforation Procedures, Bringing Time And Cost Savings To Standard Operations

решений, невозможных в рамках традиционной технологии спуска на кабеле

Дункан Труп, Archer

Перфорация с применением взрывчатых веществ остается неотъемлемым этапом разработки месторождений углеводородов. Технология спуска приборов с кумулятивными зарядами в скважину практически не изменилась с 1930-х годов, однако методы спуска были значительно усовершенствованы. В данной статье рассматриваются преимущества использования новой технологии применения углеродных композитных материалов для повышения эффективности перфорации.

Полужесткий углеродный стержень обладает высокой прочностью и жесткостью, обеспечивает низкий коэффициент трения при спуске, а также содержит электрический проводник. Все эти факторы в совокупности обеспечивают существенные преимущества по сравнению с технологией спуска перфораторов на кабеле. Наиболее очевидное преимущество состоит в том, что высокая прочность стержня делает возможным монтаж и спуск очень длинных и тяжелых компоновок перфораторов, что позволяет сократить количество спуско-подъемных операций (СПО), необходимое для перфорации одного интервала. Жесткость стержня снижает риск отрыва в скважине из-за перепадов давления. Это позволяет создать более высокую депрессию по сравнению с технологией спуска на кабеле, в то время как электрический проводник обеспечивает возможность выборочной активации перфораторов.

При эксплуатации скважины, как правило, возникает необходимость в проведении внутрискважинных работ. Зачастую истощение пласта приводит к перемещению границ раздела пластовых флюидов, в результате чего для увеличения нефтеотдачи требуется повторная перфорация. В сильно искривленных скважинах (как и в описанной в статье скважине в Северном море) для спуска перфоратора требуется применение трактора. Кроме того, технология спуска на кабеле предусматривает ограничение по длине компоновки перфораторов, что приводит к увеличению количества СПО. Применение углеродного композитного стержня позволило вдвое сократить количество СПО, необходимых для перфорации нового интервала, что привело к значительной экономии затрат.

Некоторые скважины не являются горизонтальными, однако имеют достаточно длинный участок ствола под большим углом, что делает невозможным спускать приборы исключительно на кабеле. Низкий коэффициент трения и возможность спуска в скважину с проталкиванием позволяют доставлять приборы с помощью стержня без использования трактора. Жесткость стержня препятствует перемещению колонны вверх по стволу после перфорации, что позволяет создавать высокую депрессию, которая способствует сохранению проницаемости призабойной зоны пласта. Сочетание новых разработок в области селективной перфорации и гибких перфорационных систем с преимуществами композитного стержня позволяет доставлять приборы в те участки, достижение которых невозможно с использованием трактора или любой другой технологии спуска.

Сокращение времени и затрат, а также увеличение длины интервала перфорации позволяет использовать технологию

As Well As Allowing New Techniques When Compared To Conventional Wireline

Duncan Troup, Archer

Ballistic perforation remains a fundamental part of the process of producing valuable hydrocarbon deposits. The basic technique of lowering a gun containing shaped charges into a well is essentially unchanged since the 1930's, but the method of deployment has undergone many improvements. This paper intends to examine the benefits and advantages of using new carbon composite materials technology in increasing the efficiency and effectiveness of perforation.

The semi-stiff carbon rod is very strong, rigid, has low friction and contains an electrical conductor. These factors all combine to confer significant advantages over wireline for deploying perforation guns. The simplest benefit is that the strength of the rod makes rigging up and running very long and heavy gun strings feasible, reducing the number of runs in hole required to perforate a given interval. The rigidity of the rod reduces the risk of being blown up-hole by pressure differentials, thus allowing more potential underbalance than when using wireline while the conductor allows the use of addressable select fire systems.

Economic management of a well will almost certainly involve some intervention during its lifetime. A not uncommon example is a well where depletion has moved reservoir contacts and re-perforation becomes desirable to maximise recovery. If deviation is high, as in a recent well in the North Sea, a tractor intervention will be required and due to the constraints of a conventional cable deployment, gun lengths will be limited resulting in multiple runs. The carbon composite rod system was able to halve the number of runs required to perforate the new interval resulting in a considerable saving.

Many wells may not be horizontal but have a sustained section at high angle which precludes the use of wireline alone. The low friction of the rod and the ability to push it into hole allows access without recourse to a tractor, while the stiffness prevents movement of the string uphole after shooting, allowing significant underbalance to be applied with all the attendant benefits to reservoir performance. Combining new developments in selective firing and flexible gun systems with the attributes of the rod allow access to zones below known restrictions which are currently impassable by tractor or any other conventional deployment system.

Demonstrating the ability of the carbon composite rod system to save time and

углеродного композитного стержня для оптимизации планирования внутрискважинных работ. Исключение – проблемы движения компоновки вверх после отстрела, особенно в сильно искривленных участках, позволяет более эффективно планировать перфорацию на депрессии со всеми вытекающими преимуществами. Электрический проводник в стержне дает возможность использовать систему селективной активации перфораторов и устройство натяжения головки, которые наряду с возможностью толкать компоновку позволяют проходить через такие сужения и препятствия, прохождение которых при использовании традиционных методов невозможно.

Влияние плотности твердой фазы на эффективность промывки горизонтальных и наклонно-направленных скважин

Сохам Пандья, Рамадан Ахмед, Субхаш Шах, Университет Оклахомы

Колтюбинг широко используется в операциях по промывке ствола скважины для удаления твердых частиц, таких как буровой шлам или проппант, оставшийся после ГРП. Зачастую работы по промывке скважин являются неэффективными, что приводит к повышению операционных затрат. Целью данного исследования является разработка модели для расчета требуемого расхода и длительности циркуляции жидкости для эффективного удаления твердых частиц из ствола скважины и оптимизации промывки.

Для изучения механизма промывки скважин были проведены эксперименты по вымыванию слоя твердых частиц с использованием испытательного стенда с кольцевым пространством (127 × 60 мм) длиной 10,4 м. Исследование влияния плотности твердой фазы, расхода, угла наклона и типа жидкости на процесс промывки было проведено путем измерения степени размывания твердого слоя и анализа эффективности промывки. Для эксперимента в кольцевое пространство испытательного стенда был помещен устойчивый слой твердых веществ. После того как стенд был установлен под требуемым наклоном, слой твердых веществ подвергся размыванию в течение 30 минут при постоянном расходе. Затем вымытые во время каждого теста твердые вещества взвешивались для определения эффективности промывки. Для определения толщины слоя на разных участках стенда использовалась система подвижных камер. По результатам измерений для каждого теста была построена кривая эрозии слоя твердых веществ (средняя толщина слоя в зависимости от времени циркуляции). Анализ графика показал соответствие кривой закономерностям, выявленным ранее. Однако также были выявлены определенные расхождения.

Данное исследование показывает, что плотность твердой фазы оказывает незначительное или умеренное влияние на эффективность промывки. При заданном расходе твердые частицы высокой плотности значительно усложняют промывку скважин, особенно в участках, близких к горизонтальным. Критический угол наклона – угол, при котором промывка является наиболее сложной – существенно не зависел от плотности твердой фазы. Жидкость для промывки ствола скважины оставалась одинаковой на всех углах наклона независимо от плотности твердой фазы.

Результаты этого исследования могут использоваться в

perforate longer sections more economically allows optimised planning. Eliminating concerns over gun lift, especially in high deviations, gives far more flexibility for planning underbalance perforation with all its intrinsic advantages. The electrical conductor in the rod enables the use of addressable select fire systems and head tension devices that, along with the ability to push the BHA, allows entry through otherwise impassable restrictions.

Effects of Particle Density on Hole Cleanout Operation in Horizontal and Inclined Wellbores

Soham Pandya, Ramadan Ahmed, Subhash Shah, University of Oklahoma

Coiled Tubing (CT) is widely used in wellbore cleanout operations to remove solid particles such as drilled solids or residual proppant from the hydraulic fracturing treatments. The cleanout operation is often associated with inefficiency and substantially increases the operational cost. This study is aimed at developing a model to predict the required fluid circulation rate and time to efficiently remove solids from the wellbore and optimize cleanout operation.

To study the hole cleaning mechanism, solids bed erosion experiments were conducted using a flow loop that has a 10.4 m long annular (127 mm × 60 mm) test section. The effects of solid density, flow rate, inclination angle and fluid type on cleanout operation were investigated by measuring bed erosion and hole cleaning efficiency. A stable bed was initially formed in the annular test section of the flow loop. Once the setup was positioned at the desired inclination, the bed was eroded for 30 minutes at a constant flow rate. The amount of solids removed during each test was weighed to determine cleanout efficiency. A traveling camera system was utilized to measured bed height at different locations in the test section. The measurements resulted in the generation of bed erosion curve (average bed height versus circulation time plot) for each test. The trends are consistent with previously reported measurements; however, certain discrepancies were found when examining the trends.

This study indicates that solid density has a slight to moderate effect on hole cleanout operation. For a given flow rate, high-density solids make hole cleaning much more challenging, especially in near horizontal well sections. The critical angle of inclination that is defined as the angle at which cleaning is the most difficult was not significantly affected by the density of the solids. Irrespective of the density of solids, the effective cleanout fluid to

полевых условиях для оптимизации операций по промывке горизонтальных и наклонно-направленных скважин. Характеристики слоя твердых веществ, записанные в ходе исследования, позволяют лучше понять механизмы переноса твердых частиц в стволе наклонно-направленной скважины и могут быть использованы в качестве основы для дальнейших исследований.

Усовершенствование конструкции скважинного трактора, спускаемого на кабеле, позволяет сократить временные затраты и повысить надежность работ

Мэтью Ли, Сушовон Сингха Рой, Halliburton

В докладе представлен недавно разработанный скважинный трактор, спускаемый на кабеле, который позволяет сократить длительность работ и повысить надежность операции. Данный трактор позволяет спускать в горизонтальные и наклонно-направленные скважины широкий спектр различных приборов для геофизических исследований, внутрискважинных инструментов, а также приборов со взрывчатыми веществами на скорости до 30 м/мин. Кроме того, трактор обеспечивает заданное тяговое усилие при температуре до 175 °С и давлении до 170 МПа.

Первоначальная конструкция скважинных тракторов с гидравлическим приводом была низкоэффективной. Такая конструкция требовала применения дополнительной электроники для преобразования напряжения (Sheiretov 2016). Усовершенствование конструкции забойных двигателей постоянного тока и электроники позволяет повысить надежность и тяговое усилие трактора и снизить паразитные потери. Основные характеристики конструкции трактора:

- Эффективная и надежная электромеханическая конструкция.
- Совместимость с одножильными и многожильными кабелями.
- Управление с помощью системы телеметрии, которая позволяет в реальном времени получать данные о забое и состоянии трактора во время работы.
- Точный контроль и надежная передача данных о скорости трактора, крутящем моменте и осевом усилии на колеса.

Совместимость с такими элементами, как: устройство для освобождения трактора, вертлюг, локатор муфт, датчик ускорения, датчик натяжения, устройство для обеспечения безопасности при обращении со взрывчатыми веществами, а также ролики.

Локатор муфт, датчик натяжения и датчик ускорения способствуют эффективной работе трактора. При прохождении трактора через сужения компоновки заканчивания и препятствия необходимо обеспечить возможность регулирования осевого усилия на колеса.

Секция 12. Технические решения для внутрискважинных работ в сложных условиях

При проведении внутрискважинных работ в сложных условиях с аномальными значениями температуры и давления большой глубиной и строгими требованиями к экологической безопасности возникают интересные задачи по повышению

be used in wellbore cleaning operation at all inclinations remained the same.

The outcomes of this investigation can be applied in the field to optimize cleanout operations in horizontal and deviated wells. The bed characteristics recorded during the investigation give more insight into the mechanisms of solids transport in inclined wellbores and can be used as the basis for further investigation.

Advancement in Wireline Tractor Design Reduces Operating Time and Improves Reliability

Matthew Lee, Sushovon Singha Roy, Halliburton

A newly developed wireline tractor is exhibiting positive effects for total operating time and reliability. Not only can it deploy a wide range of logging tools, well intervention tools, and explosives at a rate up to 100 ft/min (6,000 ft/hr) in horizontal or highly deviated wells, it has an efficient electro-mechanical design. Additionally, the tractor can run in wells up to 350°F and 25,000psi with full tractoring force.

Historically, wireline tractors were based on a lower efficient hydraulically powered design or additional electronics to invert voltages were necessary (Sheiretov 2016). Because of advancements in downhole-rated DC motors and electronics, it's possible to increase reliability while delivering more power with less parasitic losses. Important design points for a tractor include:

- Efficient and robust electro-mechanical architecture
- Compatibility with single and multiconductor wirelines
- Controlled by a real-time telemetry system to log tractor and well data while tractoring
- Precise control and feedback of tractor speed, torque, and wheel normal force
- Combinable with a wireline release tool, swivel, casing collar locator (CCL), downhole tension, accelerometers, explosives safety device, and rollers.

The CCL, downhole tension, and accelerometer measurements assist with efficient tractor operations. The wheel normal force should be adjustable to the tractor through restrictions and completion components.

Session 12. Intervention Solutions in Challenging Environments

Well intervention faces interesting challenges when it comes to pressure and temperature, extended reach, environment, cost, and

эффективности и сокращению затрат. Поиск уникальных технических решений для решения различных задач является непрерывным креативным процессом. В данной секции представлены новые технологии и инновационные технические решения для обслуживания скважин с использованием ГНКТ и кабеля, которые позволяют успешно выполнять поставленные задачи.

Специально разработанная ГНКТ диаметром 60,3 мм обеспечивает эффективное проведение внутрискважинных работ в скважинах глубиной 9 км с большим отходом от вертикали на шельфе Абу-Даби

Ирма Гальван, Global Tubing; Хосе Хименес, Джоэл Уллоа, Halliburton; Эдвард Уитли, ADNOC Offshore; Гарри Макклелланд, Global Tubing

Для обеспечения стабильного уровня добычи на длительное время, а также для увеличения площади контакта с пластом эксплуатация скважин в Персидском заливе производится на искусственных островах с использованием технологии бурения с большим отходом от вертикали и технологии заканчивания скважин хвостовиками. Данная стратегия имеет много преимуществ, однако сложные трехмерные траектории скважин могут вызвать осложнения в течение периода эксплуатации скважин. Обеспечение возможности выполнения внутрискважинных работ в таких скважинах с длинными горизонтальными участками является важной задачей для достижения требуемых показателей разработки месторождения.

Для выполнения основного объема работ по промывке и стимуляции скважин с траекториями с соотношением «глубина по стволу/глубина по вертикали» 4,5:1 с длиной горизонтального участка в пласте до 6 км по индивидуальному заказу была спроектирована ГНКТ, которая обеспечила максимальные показатели дохождения до забоя и расхода при закачке. При выполнении работ предъявлялись следующие требования: дохождение до целевой глубины 9150+ м, сокращение использования дорогостоящих инструментов для работы в глубоких скважинах и обеспечение расхода закачки жидкости не менее 0,8 м^3/мин. Данные требования должны были выполняться вместе с соблюдением допустимого перепада давления с целью повышения срока службы ГНКТ, а также без превышения допустимых параметров работы устьевого оборудования.

Для проектирования ГНКТ была использована итерационная модель, которая включала в себя следующие компоненты: запатентованная технология изготовления ГНКТ путем сварки штрипсов, анализ сил, действующих на ГНКТ, анализ гидравлических сил, инструменты для создания тягового усилия, моделирование износа трубы и другие рекомендации по производству и спуску ГНКТ, которые позволили успешно и безопасно применить ГНКТ диаметром 60,3 мм, весом 70 т, длиной 9601 м для выполнения работ на искусственных островах.

Гибкие трубы позволили достичь целевых глубин в самых сложных скважинах, а также обеспечить тяговое

efficiency. The search for unique solutions to address the varying challenges is always continuous and creative. This session will cover several technology introductions and deployment of innovative techniques, in both wireline and coiled tubing services, that enable successful delivery of intervention objectives.

Highly Engineered 2.375-in CT Provides Effective and Reliable Interventions in 30,000-ft Mega Reach Wells in Offshore Abu Dhabi

Irma Galvan I.I. Galvan, Global Tubing LLC; Jose Jimenez J.M. Jimenez, Joel Ulloa J. Ulloa, Halliburton; Edward Wheatley E.J. Wheatley, ADNOC Offshore; Garry McClelland G. McClelland, Global Tubing LLC

With the aim of long-term sustainable production in the Persian Gulf, wells are being developed on artificial islands to maximize reservoir contact using extended reach drilling technologies with liner completions. This drilling strategy has many advantages and efficiencies, albeit, it results in complex 3-D well trajectories which challenge service operations throughout the well's life cycle. The ability to perform interventions in these wells with challenging laterals using Coiled Tubing (CT) is critical for achieving field development goals.

With well cleanouts and stimulation as the primary scope of work, a CT string was custom-engineered to maximize reach capabilities and injection rates, in well trajectories of up to 4.5:1 MD/TVD ratios that extend up to ~20,000-ft laterals through the reservoir. The challenging operating requirements incorporate several constraints, including accessibility of +30,000-ft target depths, minimizing the use of high cost extended reach tools, and achieving injection rates of at least 5 BPM, all within acceptable pressure limits to maximize CT service life, without exceeding surface equipment capabilities available in the area.

An iterative CT design methodology that incorporated the use of patented CT manufacturer strip technology, extensive tubing forces and hydraulics analyses, traction-force generating tool capabilities, fatigue simulations, and improved operation practices, enabled safe and successful deployment of 70-T (155,000-lbs) 2.375-in CT strings with 31,500-ft continuous length on the artificial islands.

CT strings reached target depths, with the bottom-hole assembly (BHA) generating 7,500-lbf of traction force in the most difficult

усилие на забойную компоновку 3,4 т и расход закачки во время стимуляции 0,8 м³/мин. На текущий момент данные гибкие трубы являются самыми тяжелыми ГНКТ, которые были спущены на искусственных островах. Это позволило добывающей компании повысить производительность и уровень добычи в глубоких горизонтальных скважинах.

В данной статье описан масштабный процесс проектирования производства ГНКТ по индивидуальному заказу для выполнения сложных операций, включающих кислотную обработку, изоляцию интервалов механическими методами, борьбу с отложениями, водоизоляционные работы и промывку скважин. Также в статье представлен анализ полевых данных и данных по эксплуатации ГНКТ, который показывает, что поставленные ГНКТ позволили добывающей компании повысить эффективность работ.

В будущем планируется бурение скважин с более длинными горизонтальными участками, поэтому дальнейшая разработка технологий производства гибких труб позволит эффективно выполнять работы с ГНКТ длиной более 11 км для обеспечения максимального дохождения до забоя и достижения требуемых показателей разработки месторождения. Технические решения по производству ГНКТ диаметром 60,3 мм и длиной более 11 125 м сейчас находятся на стадии проектирования. Эти трубы позволят преодолеть значение веса ГНКТ 73 т, что станет новой вехой в истории отрасли ГНКТ.

Усовершенствование методов обеспечения дохождения ГНКТ до целевых глубин в горизонтальных скважинах с большим отходом от вертикали с открытым стволом с большим количеством препятствий

Хуссейн Сайуд, Лори Дути, Saudi Aramco; Умут Айбар, Мустафа Бал, Schlumberger

Успех работ по обработке скважин с большим отходом от вертикали методом закачки жидкости через ГНКТ зависит в основном от глубины спуска гибкой трубы, которая влияет на площадь контакта с пластом. Наиболее сложными с точки зрения дохождения ГНКТ до забоя являются скважины с минимальным проходным диаметром 61 мм и диаметром открытого ствола 155,6 мм. Для решения данной проблемы была использована компоновка скважинного трактора малого диаметра с оптоволоконным кабелем, которая позволила поставить новый рекорд по дохождению ГНКТ.

Прихват ГНКТ происходит в результате повышения сил трения и спиралевидного смятия гибкой трубы. Это отрицательно сказывается на показателе дохождения ГНКТ. Для решения данной проблемы было проведено моделирование с использованием данных с предыдущих работ на скважине, по результатам которого была точно определена глубина прихвата, что позволило рассчитать необходимое тяговое усилие. В качестве оптимального инструмента для создания требуемого тягового усилия с учетом минимального проходного диаметра был выбран скважинный трактор малого диаметра (53,98 мм), спускаемый на ГНКТ. Для выполнения работы была выбрана специально разработанная ГНКТ с переменной толщиной стенки с оптоволоконным кабелем, по которому в режиме реального времени осуществлялась передача данных с забойного модуля измерения натяжения-сжатия, что

wells, while delivering up to 5 BPM injection rates during the stimulation operations. These extended reach CT strings are the largest (by weight) ever produced and deployed on the artificial islands, which enabled the well operator to maximize well performance and productivity in ultra-long lateral wells.

This paper demonstrates the extensive design process to provide support and custom-engineer CT strings to perform complex operations – including matrix stimulation, mechanical isolation, scale inhibition, water control, and well cleanouts. Analysis of the field data, and performance of the strings will also be discussed to demonstrate increased efficiencies achieved by the well operator.

As future wells are being designed with greater laterals, further development in downhole tools technology will allow the deployment of +35,000-ft CT in continuous length to economically and efficiently achieve extended reach CT operational goals in the field. Engineered solutions for 2.375-in CT over 36,500-ft are currently in the design stage. These strings are expected to surpass the 73 T (tube only) weight – becoming a future milestone for CT interventions.

Incremental Gains in Coil Tubing Reachability for Highly Restricted Extended Reach Open Hole Completions

Hussain Saiood, Laurie Duthie, Saudi Aramco; Umut Aybar, Moustapha Bal, Schlumberger

Successful stimulation fluid placement in extended reach wells (ERW's) through coiled tubing (CT) is primarily dependent on the depth reached for maximum reservoir contact. Well configurations of minimum bypass (2.4 in.) and openhole sections (6 1/8 in.) are the main challenges for CT reach in these ERW's. Implementation of a CT slim tractor along with fiber-optic enabled cable were applied to overcome the challenges and set a new record for CT reach.

CT lockup is the phenomenon that occurs due to friction forces and helical buckling, which limits the CT reach. To tackle these challenges, an accurate simulated lockup depth is estimated using historical data to identify the required pull force. The CT slim tractor (2 1/8-in.) was chosen as the optimum tool to provide the required pull force, as well as pass through the minimum ID restriction of the well. Specially designed tapered CT with fiber-optic enabled cable acquired real-time data from the downhole tension-compression (TC) sub to confirm both the activation and lockup depth of the tractor.

The expansion ratio of the tractor from 21/8-in. to 6 1/8-in. OH section opens a new

позволило подтвердить глубину активации и глубину прихвата трактора.

Функция расширения трактора с 53,98 мм до 155,6 мм в открытом стволе является новым витком развития в методах обеспечения дохождения ГНКТ в скважинах с малым проходным диаметром. Скважинный трактор с наименьшим в мире наружным диаметром позволил пройти через минимальный проходной диаметр 61 мм и обеспечил тяговое усилие более 1,5 т, что позволило разместить ГНКТ по всей длине открытого ствола. Кроме этого, были зарегистрированы два новых рекорда: самый длинный участок скважины, пройденный с помощью трактора малого диаметра, и самое большое расстояние, пройденное в добывающей скважине глубиной 7530,4 м. Применение указанных технических решений обеспечило увеличение площади контакта с пластом во время обработки и установило новый стандарт в области обработки скважин.

Данные технические решения расширяют возможности внутрискважинных работ с ГНКТ в горизонтальных скважинах с большим отходом от вертикали с препятствиями в компоновке заканчивания, где основной задачей является увеличение показателя дохождения ГНКТ для проведения обработки. Также в результате одновременного использования нескольких инновационных решений был установлен новый рекорд дохождения ГНКТ, который превысил предыдущий показатель приблизительно на 1,5 км.

Использование ГНКТ в среде с повышенным содержанием сероводорода

Томас Падрон, Baker Hughes a GE Company

Накопленный научно-исследовательский и практический опыт подтвердил возможность использования гибких труб групп прочности 80, 90 и 100 в среде с повышенным содержанием сероводорода без превышения максимально допустимых значений. На текущий момент в отрасли доступны новые ГНКТ более высоких групп прочности (110 и 140), однако нет окончательного понимания возможных проблем эксплуатации, пригодности труб и максимально допустимых значений содержания сероводорода. В данной статье представлены возможные проблемы при эксплуатации ГНКТ в таких условиях и указаны факторы, которые следует учитывать при присваивании новых групп прочности.

В статье представлен обзор технических статей по эксплуатации ГНКТ в условиях повышенного содержания сероводорода с 1982 года, а также полевой опыт использования ГНКТ в таких условиях. Эти данные позволяют определить возможные проблемы при эксплуатации ГНКТ и список критериев для квалификации новых групп прочности, доступных на рынке, включая методику испытаний, которые позволят определить соответствие трубы требованиям определенной группы прочности.

Анализ данных позволил установить, что возможными проблемами при эксплуатации ГНКТ в условиях повышенного содержания сероводорода являются снижение срока службы трубы и различные виды сероводородного растрескивания. Принимая это во внимание, было установлено, что в процесс квалификации

era for CT reach in restricted ERW's. The world slimmest tractor passed the 2.44-in. minimum ID restriction and provided more than a 3,000 lbf pulling force, allowing the CT to cover the entire openhole section. Along the way, two new records were recorded for the longest section tractored by a slim CT tractor and the furthest distance travelled in a producer well reaching a TD of 24,706 ft. Increased reservoir contact during stimulation through engineered solutions has set a new standard enabling the implementation of a full stimulation campaign.

These engineered solutions demonstrate the potential for CT interventions in extended-reach horizontal wells with completion restrictions, where the main challenge is to maximize the reach for optimum stimulation. As a direct result of several innovative solutions applied simultaneously, a new record for CT reach was set, surpassing the previous record by nearly 5,000 ft.

Coiled Tubing and Sour Service – Are We There Yet?

Tomas Padron, Baker Hughes a GE Company

Research and field experience have given technical bases to accept the use of CT80, 90, and 100 coiled tubing (CT) for sour service, including their limitations. New higher strength Grades are now available (CT110 to CT140), but there is not enough awareness about potential issues, suitability, and boundaries regarding their use in H_2S environments. This paper presents the potential issues and indicates the aspects that should be considered for the qualification of new CT Grades.

This paper gathered research data from the review of technical publications related to CT and sour service since 1982, and also included field experiences regarding the use of CT in wells containing H_2S, in order to establish the potential problems of working with CT in sour environments, and define what should be considered for the qualification of the new CT Grades available in the market, including the testing options that will cover the aspects needed for that qualification.

The analysis of the information allowed establishing that the potential problems of using CT in sour service include the reduction of fatigue life available and different forms of H_2S cracking. Considering this, it was established that the aspects that should be included for qualifying a CT Grade for sour service are: sour fatigue performance for pipe and bias weld, boundaries limits regarding H_2S partial pressure, and finally the effectiveness of anti-cracking inhibitors for protecting the pipe against H_2S cracking. The testing options

групп прочности для условий повышенного содержания сероводорода должны быть включены следующие факторы: показатели усталостного износа трубы и сварных швов, границы парциального давления сероводорода и эффективность ингибиторов сероводородной коррозии. Предлагаемая методика испытаний включает в себя испытание образцов ГНКТ на усталость при изгибе после нахождения в сероводородной среде, а также испытание малых образцов металла на сопротивление сульфидному растрескиванию под напряжением в сероводородсодержащих средах согласно стандарту NACE TM0177 (методы A, B и C).

Необходимо получить более полное представление о возможных проблемах при использовании ГНКТ высоких групп прочности в средах, содержащих сероводород. Также на текущий момент не существует официальной инструкции по квалификации данных групп прочности. В данной статье кратко изложены возможные проблемы, которые могут возникнуть при воздействии сероводорода на ГНКТ (данные лабораторных испытаний и примеры аварий в полевых условиях), а также определены факторы, которые следует учитывать при квалификации групп прочности ГНКТ, и представлена методика испытаний.

Расширение возможностей диагностики дефектов ГНКТ при работе в осложненных условиях: успешный опыт в Японии

Нозому Йошида, Сатоши Тешима, Рио Ямада, INPEX; Умут Айбар, Пьер Рамонденц, Schlumberger

Успех водоизоляционных работ зачастую зависит от точного определения механизма прорыва воды. Однако, когда при эксплуатации скважины происходит повреждение пласта, определить механизм прорыва воды становится значительно сложнее. Для проведения работ в таких сложных условиях (высокая температура, низкая приемистость, сильное искривление ствола скважины, длинные перфорационные интервалы и поврежденный ствол скважины) были объединены технология ГНКТ и технология распределенного измерения температуры (DTS). Это позволило определить поврежденные нефтеносные интервалы и предполагаемые участки прорыва воды в скважине в Японии на суше.

Скважина была сильно загрязнена буровым раствором на нефтяной основе и раствором заканчивания, что привело к созданию стойких эмульсий в стволе скважины во время заканчивания. Несмотря на качественно выполненные работы по промывке и перфорации, пласт был сильно поврежден, из скважины добывалась только вода. Поскольку повреждение ствола скважины препятствовало использованию любых геофизических инструментов, в качестве основного диагностического метода была выбрана технология распределенного измерения температуры, в рамках которой оптоволокно было спущено в скважину с помощью ГНКТ для обеспечения полного охвата интервала. Полученные результаты были обработаны и сопоставлены с данными моделирования, с помощью которого проверялись различные варианты повреждения пласта. В результате полученная информация была использована для определения метода водоизоляционных работ.

На скважине была выполнена следующая последовательность работ: основное измерение

proposed include bending fatigue testing of CT samples after being exposed to H_2S, and small scale samples NACE TM0177 testing (Methods A, B, or C).

More awareness about potential issues of using high strength CT Grades in sour service is required, and also there is no formal industry guidelines regarding their qualification for sour service. This paper summarizes the potential problems that can occur from the exposure of CT to H_2S (lab data and field failures examples) and establish what should be considered for the qualification of a CT Grade to be used in sour service, including the testing options.

Pushing the Limits of Damage Identification with Coiled Tubing in Extreme Conditions: A Success Story from Japan

Nozomu Yoshida, Satoshi Teshima, Ryo Yamada, INPEX Corporation; Umut Aybar, Pierre Ramondenc, Schlumberger

The success of water conformance operations often depends on clear identification of the water production mechanism. Such assessment can be complicated significantly when formation damage is also occurring. Coiled tubing (CT) and distributed temperature sensing (DTS) were combined to overcome challenging conditions (high temperature, low injectivity, high deviation, long perforated intervals, and wellbore damage) to identify damaged oil zones and suspected water-bearing zones in an onshore well in Japan.

The subject well experienced unexpected contamination of oil-based mud and completion brine which generated tight emulsions in the wellbore during the completion phase. Despite a thorough cleanout and perforations, severe damage was observed and mostly water was produced. With the presence of persistent damage in the wellbore preventing any logging tool use, DTS was selected as main diagnostic method, with the fiber optics being deployed with CT to ensure full coverage of the interval. Acquired temperature surveys were processed and matched with simulated profiles, which tested various scenarios of damage. Ultimately, results were used to drive the design of remedial actions.

The following operational sequence was implemented: temperature baseline measurements (6 hr), brine bullheading through CT-tubing annulus at 0.2 bbl/min (22 hr), and shut-in (6 hr) for warmback. The long injection stage was required to ensure enough fluid was being injected across the entire interval while keeping the downhole

Society of Petroleum Engineers

РОССИЙСКАЯ НЕФТЕГАЗОВАЯ ТЕХНИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ SPE

Крупнейшее нефтегазовое мероприятие SPE в регионе

22–24 октября 2019

"Холидей Инн Сокольники"
Москва, Россия

Зарегистрируйтесь до 11 октября 2019

Побробная информация о регистрации доступна на сайте go.spe.org/19rptc-ru.

ЗОЛОТЫЕ СПОНСОРЫ

bp

roxar

СПОНСОР МОБИЛЬНОГО ПРИЛОЖЕНИЯ

ГАЗПРОМ НЕФТЬ | Стремимся к большему!

СПОНСОР ПАКЕТА ДЕЛЕГАТА

HALLIBURTON

СПОНСОР БЕЙДЖЕЙ

BAKER HUGHES a GE company

СПОНСОР РЕГИСТРАЦИИ

Schlumberger

По всем вопросам обращайтесь: RussianReg@spe.org, Т.: +7(495) 268-04-54.

FRACTURA

РАСШИРЕНИЕ ВОЗМОЖНОСТЕЙ

РИМЕРА
ИЖНЕФТЕМАШ

ПРОСТОТА
И НАДЕЖНОСТЬ

ЭКОНОМИЯ ВРЕМЕНИ
И ЗАТРАТ

УНИВЕРСАЛЬНЫЕ
РЕШЕНИЯ

125047, Россия, г. Москва, ул. Лесная, д. 5, корп. Б
+7 495 981 01 01 доб. 4190; info@rimera.com

www.rimera.com
www.chelpipe.ru

температуры (6 ч), прямая закачка раствора через малое затрубное пространство с расходом 0,03 м³/мин (22 ч), отстой (6 ч). Длительная закачка раствора требовалась для обеспечения достаточного объема жидкости во всем интервале, а также для удержания забойного давления ниже давления гидроразрыва. Данные, полученные с помощью распределенного измерения температуры в реальном времени, показали наличие поглощающих зон в середине исследуемого интервала. Ниже интервала наблюдались только незначительные изменения температуры, что может быть прямым следствием низкого расхода закачки. Для количественного определения объема поглощений по стволу скважины дополнительно была проведена обработка полученных данных с помощью численного моделирования температуры. Моделирование методом инверсии температуры было проведено независимо с использованием двух разных симуляторов, каждый из которых показал похожий профиль температуры, что подтвердило высокую эффективность данной технологии. Результаты не только подтвердили наличие высокопоглощающей зоны в середине интервала, но и показали, что в нижележащем интервале также с высокой вероятностью происходит поглощение. Дополнительная информация указала на то, что высокопоглощающая зона является основным водоносным интервалом. Данный анализ позволил выбрать наиболее эффективный метод водоизоляционных работ в поврежденных интервалах.

В статье показано, как анализ совокупных данных от стадии проектирования до стадии выполнения работ и интерпретации данных может повысить осведомленность о забойных условиях. Также в статье показано, как распределенное измерение температуры может стать достойной альтернативой стандартным методам диагностики повреждений пласта и определения водоносных интервалов в сложных условиях, когда использование геофизических инструментов невозможно. Результаты количественного анализа распределенного измерения температуры предоставили информацию о характере повреждений по стволу скважины, что позволило эффективно подобрать метод водоизоляционных работ.

Усовершенствование конструкции луночного коннектора с возможностью намотки на барабан для повышения эффективности работ с применением ГНКТ в скважинах с большим отходом от вертикали

Асуан Кеонг, Кристоффер Соренсен, Юсеф Андалусси, Афсал Арипетта Маннил, Марк Оттли, Schlumberger

Внутрискважинные работы на континентальном шельфе Норвегии зачастую проводятся с использованием кабельной техники благодаря компактному размещению на платформе и малому весу. Однако некоторые работы требуют закачки рабочих жидкостей на определенную глубину, что возможно только с помощью ГНКТ. Большая глубина скважин и необходимость обеспечения высокой скорости жидкости в затрубном пространстве требуют применения ГНКТ большого диаметра. Однако грузоподъемность кранов от 30 до 48 т не позволяет выполнять работы с такими трубами. Альтернативой является технология соединения двух ГНКТ на платформе.

Стандартный метод соединения двух ГНКТ на платформе подразумевает проведение сварки двух труб в почти

pressure below fracturing pressure. Real-time DTS data during pumping and warmback indicated the presence of a high-intake zone in the middle of the interval. Below that section, only marginal temperature changes were observed, which may be a direct consequence of the low injection rate limitation. Post-job processing using numerical temperature simulation was performed to complement that analysis and quantify intake along the well. Temperature inversion against DTS response was conducted independently using two different simulators, both of which yielded similar profiles, confirming the soundness of this approach. The results not only supported the presence of high intake in the middle interval, they also showed that the bottom zone most likely took some fluid. Complementary information eventually pointed to the high-intake interval being the primary water-bearing zone. This analysis led to the selection of the remedial actions to be performed in damaged oil zones.

This study demonstrates how integrated use of data from design, to job execution, to interpretation can change the perception of a well and how DTS can be a viable alternative to damage and water-production diagnostics in some extreme conditions when production logging tools cannot be used. Results of the DTS quantitative analysis provided local damage profiles along the well, which were critical to the subsequent planning of remedial activities.

Advancement in Spoolable Dimple Connector Design Provides Reliable Coiled Tubing Interventions in Extended Reach Wells

Azwan Keong, Christoffer Sorensen, Youssef Andaloussi, Afsal Areepetta Mannil, Mark Oettli, Schlumberger

On the Norwegian continental shelf, well interventions often use wireline's relatively small equipment footprint and weight. However, some operations still require fluid conveyance to specific depths, for which coiled tubing (CT) remains the only possible, economic option. Challenges related to reach and to achieving high annular velocity require the use of large-diameter CT. However, with crane capacity ranging from 30 to 48 t, lifting such strings is not possible. The alternative is joining CT pipes offshore.

The conventional way of joining two strings offshore is by creating a butt weld, which connects parts that are nearly parallel and do not overlap. This welding technique, if done onsite, has been long known to decrease CT life by 50% at the weld location. In addition, welding activity offshore raises significant

параллельном положении без нахлеста. Широко известно, что проведение сварки ГНКТ на суше уменьшает срок эксплуатации трубы на 50% на участке сварного шва. Кроме того, проведение сварочных работ на море вызывает угрозу для безопасности. Другим методом соединения двух гибких труб является технология с использованием луночного коннектора с возможностью намотки на барабан. Последние достижения в разработке данной технологии позволили решить ряд операционных проблем, таких как повышение усталостного износа, вызванного циркуляцией и давлением на участке коннектора, герметизация под давлением и коррозия.

Применение луночного коннектора с возможностью намотки на барабан на двух работах с ГНКТ позволило решить поставленные задачи по обеспечению дохождения до забоя и требуемого расхода закачки. На этапе планирования этих работ необходимо было учитывать следующие факторы. Участок ГНКТ для размещения коннектора был выбран с помощью точного моделирования распределения веса с целью минимизации осевой нагрузки на коннектор. При монтаже оборудования и проведении работ были использованы лучшие технические решения для повышения прочности коннектора. Точные измерения износа и других показателей работы коннектора проводились во время различных операций, включая цементирование и фрезерование цементных стаканов, установку пробки, перфорацию, промывку от проппанта и переключение сдвижных муфт. Новая конструкция коннектора позволила значительно повысить эффективность работ применительно к количеству циклов изгиба и проходке трубы. Например, в описанных работах один коннектор позволил обеспечить проходку 33 600 м в компоновках заканчивания с хромированным покрытием.

Таким образом, использование ГНКТ большого диаметра может рассматриваться в качестве возможной технологии для выполнения различных внутрискважинных работ, где грузоподъемность крана ограничена. Использование усовершенствованного коннектора с возможностью намотки на барабан позволяет бурить большее количество глубоких скважин и спускать более широкий диапазон типоразмеров компоновок заканчивания. Коннектор дает возможность проводить промывку после ГРП, что позволяет запускать в эксплуатацию скважины, где требуется проведение таких работ с закачкой жидкости, как проппантный ГРП.

Расширение границ многостадийного гидроразрыва пласта с применением ГНКТ в нефтяных оторочках Новопортовского месторождения

Александр Белов, Сергей Симаков, ООО «Газпромнефть-НТЦ»; Анатолий Кичигин, Константин Бурдин, Антон Чарушин, Михаил Демкович, Schlumberger

В настоящее время с учетом ухудшения продуктивности большинства коллекторов чрезвычайно важным становится вопрос возможности применения в нефтяных оторочках многостадийного гидравлического разрыва пласта (МГРП). В ходе ГРП на Новопортовском месторождении оператор столкнулся со сложной геологической моделью пласта, характеризующейся отсутствием мощных барьеров и незначительной разницей между уровнями горного

safety issues. Another method of splicing two CT strings consists in using a spoolable dimple connector. Recent engineering advances have addressed several operational challenges related to those connectors, such as fatigue caused by cycling and pressure, ballooning around the dimple area, pressure sealing, and material corrosion.

The spoolable dimple connector was used in two CT intervention campaigns to achieve operation objectives in terms of reach and pumping rate. Those operations put forward considerations that must be accounted for during the planning phase. The connector placement was determined by carefully simulating weight distribution to minimize axial load on the dimple area. Several best practices were captured when the equipment was assembled and during interventions to increase integrity of the connector. Detailed measurements allowing for the connector wear and performance monitoring were taken under various work scopes, including cement squeeze and milling, plug setting, perforations, proppant cleanout, and sliding sleeve shifting. Significant improvements in performance with regards to the number of bending cycles and running meters were achieved with this new connector design. For instance, the operations under consideration saw a single connector clocking up to 33,600 running meters in chrome completions.

Using a large-diameter CT can now be included as an option for various well intervention work scopes in places where crane lifting capacity is limited. The use of a redesigned spoolable connector allows for more extended reach wells to be drilled and a wider selection of completion size to be installed. It also paves the way for well startup operations that require fluid conveyance, such as proppant fracturing because post-fracturing cleanout can now be performed using CT.

Coiled Tubing has Set New Benchmarks for MSF in Novoportovskoe Oil Rim Field

Alexander Belov, Sergey Simakov, Gazpromneft-NTC; Anatoly Kichigin, Konstantin Burdin, Anton Charushin, Mikhail Demkovich, Schlumberger

Today, when most reservoirs have low productivity, the question of whether hydraulic fracturing can be applied to the oil rims becomes very important. During hydraulic fracturing at Novoportovskoe field, the operator was faced with a complex geological model of the reservoir characterized by an absence of strong barriers and minor contrasts in stress between interlayers associated with high risks of breakthrough into the gas zone. An outstanding example of oil rim stimulation

давления в разных пропластках, что повышало риск прорыва газа. Ярким примером внедрения инновационной технологии МГРП в нефтяных оторочках стал опыт, полученный на Новопортовском месторождении, где успешно были проведены 30- и 27- стадийные гидроразрывы пласта с использованием муфт ГРП, управляемых на гибкой насосно-компрессорной трубе.

В современных реалиях нефтегазовые компании предъявляют все больше требований к техническим и технологическим аспектам МГРП, где определяющими факторами стали эффективность проведения операций, количество стадий, длина горизонтального участка скважины, возможность повторного гидроразрыва и открытия/закрытия портов после эксплуатации для водо-и газоизоляции. Полученный опыт демонстрирует возможности современных технологий, где применение ГНКТ позволяет не только соответствовать высоким требованиям, но и расширять границы применения. Так, граница в 30 стадий была успешно преодолена и позволила увеличить коэффициент охвата пласта посредством большего количества стадий ГРП. При этом метод заканчивания позволил производить МГРП без подъема ГНКТ на поверхность и использовать все возможности и преимущества гибкой трубы в случае получения режима «СТОП».

Командная работа заказчика и нескольких сегментов подрядчика позволила добиться успеха в решении поставленной задачи в сложных геологических и климатических условиях Новопортовского месторождения, расположенного за полярным кругом. Была разработана и реализована оптимизированная концепция проведения многостадийного ГРП с применением многоразовых полнопроходных сдвижных муфт ГРП, управляемых на гибкой насосно-компрессорной трубе без подъема на поверхность во время проведения гидроразрыва.

Были достигнуты следующие результаты:

- 57 стадий ГРП за неделю.
- Сокращение времени проведения ГРП на 63% для каждой стадии.
- Увеличение количества стадий на скважину на 43%.
- Сокращение газового фактора по сравнению с ранее проведенными операциями ГРП.

Интегрированный метод проведения многостадийного гидроразрыва пласта позволил достичь эффективного охвата пласта трещинами, увеличить коэффициент извлекаемых запасов, при этом не допустив прорывов ГРП в газовую шапку и подошвенные воды.

Технология МГРП по «бесшаровой» технологии, с использованием сдвижных муфт ГРП, управляемых на ГНКТ без подъема на поверхность, привлекает к себе все больше внимания как в регионе, так и в мире. В статье описан полученный на Новопортовском месторождении практический опыт применения передовой технологии МГРП для разработки нефтяных оторочек с ГНКТ в качестве основного средства управления. Также в статье представлено описание первой в мире успешной операции по закрытию муфт ГРП после года эксплуатации. В декабре 2017 года в скважину была спущена компоновка заканчивания с 30 муфтами ГРП, а в 2018 году, по прошествии года эксплуатации, геофизические исследования выявили прорыв газа, для

and application of new technology was a project in Novoportovskoe field where 30- and 27-stage multistage fracturing operations (MSF) were successfully performed with a shifting ports completion operated by coiled tubing.

Currently, oil and gas companies are increasingly demanding technical and technological aspects of the MSF, where the determining factors are the efficiency of operations, the number of stages, the length of the horizontal part of the well, the possibility of refracturing, and ability to open/close sleeves after operation for water and gas shut-off. The experience gained shows the possibilities of modern technologies, where the use of coiled tubing enables meeting the high requirements and also expanding the boundaries of the application. The 30-stage boundary was successfully overcome and allowed to increase the formation coverage by means of more fracturing stages. At the same time, the completion method made it possible to perform MSF without pulling the coiled tubing out of hole and to use all the capabilities and benefits of CT in the case of a screenout (SO).

The teamwork between the customer and several of the contractor's product lines enabled successful completion of the integrated project under the difficult geological and climatic conditions of the Novoportovskoe field, which is located beyond the Arctic Circle. An optimized concept of MSF with the use of re-closable full-pass hydraulic fracturing sleeves, operated by a single-trip coiled tubing-conveyed shifting tool was developed and implemented.

The following results were achieved:

- In one week, 57 hydraulic fracturing stages were completed.
- Hydraulic fracturing stage time was reduced by 63%.
- The number of stages per well increased by 43%.
- The gas factor for storage was reduced from that of previous fracturing operations.

The integrated method of multi-stage hydraulic fracturing allowed achieving effective fracture coverage to increase the recoverable reserves, while preventing fractures in the gas cap and bottom water.

The sliding sleeves MSF technology, operated by coiled tubing without pulling it out of hole, is applicable to further operations in the region and worldwide. This paper describes the experience, lessons learned, and best practices gained at the Novoportovskoe field while deploying a novel application of MSF for oil rim deposits where CT was used as the key enabler. It also describes the first success worldwide in closing of sleeves after 1 year of

ликвидации которого было необходимо закрыть восемь муфт. Все восемь муфт были успешно закрыты. Этот метод может быть применен и на других нефтяных и газовых месторождениях, где строительство горизонтальных скважин с МГРП является основной стратегией развития.

Обзор проблем повреждения пласта и совместимости ингибиторов коррозии при кислотной обработке скважин

Кудрашов Вячеслав, Хишам А. Наср-Эль-Дин, Техасский университет A&M

Ингибиторы коррозии являются активными химическими веществами, которые взаимодействуют с другими жидкостями и породой пласта. Это взаимодействие влияет на эффективность некоторых присадок и может привести к повреждению пласта. Кроме того, ингибиторы коррозии изменяют физические свойства кислоты, используемой при обработке. Целью настоящей работы является: 1) исследование взаимодействия ингибиторов коррозии с другими присадками, используемыми при кислотной обработке скважин, и 2) исследование механизмов повреждения пласта, связанных с ингибиторами коррозии.

В статье представлен обзор научно-исследовательских работ и описание процессов взаимодействия ингибиторов коррозии с присадками, различными кислотами и породой пласта. Представленные результаты обобщаются с учетом ранее опубликованных результатов экспериментов и полевых наблюдений. Анализ данных результатов позволяет более подробно исследовать взаимодействие ингибиторов коррозии с другими жидкостями обработки. Выявленные тенденции могут применяться для анализа совместимости ингибиторов коррозии и проектирования кислотных обработок.

Комплексный анализ специальной литературы выявил наиболее распространенные осложнения при применении ингибиторов коррозии в кислотных обработках. Было установлено, что ингибиторы коррозии могут отрицательно влиять на характеристики вязкоупругих поверхностно-активных веществ, полимеров на основе полиакриламида, ингибиторов гидратообразования и соляной кислоты. Также в статье сделан вывод о том, что биоциды, анионные поверхностно-активные вещества, присадки против осадкообразования, взаимные растворители и короткоцепочечные спирты снижают эффективность ингибиторов коррозии. В заключение установлено, что низкая концентрация ингибиторов коррозии приводит к повреждению труб. Однако чрезмерное использование ингибиторов коррозии также может привести к повреждению породы и изменить величину смачиваемости. Описанные проблемы могут привести к повреждению пласта, осложнить реакцию взаимодействия породы с кислотой и сделать операцию кислотной обработки полностью неэффективной.

Данное исследование дает полное представление о проблемах, связанных с применением ингибиторов коррозии в операциях по обработке скважин. Также в статье представлен обобщенный анализ химических компонентов и состава ингибиторов коррозии. Данное исследование демонстрирует большой масштаб проблем, связанных с применением ингибиторов коррозии и других

well production. The well was completed in December 2017 with a 30-stages, and in 2018, after a year of production, logging showed a gas break through which required eight sleeves to be closed. All eight sleeves were successfully closed. This method can be applied to other oil and gas fields, where the construction of horizontal wells with MSF is the main development strategy

Formation Damage and Compatibility Issues Associated with Use of Corrosion Inhibitors in Well Acidizing – A Review

Viacheslau Y. Kudrashou, Hisham A. Nasr-El-Din, Texas A&M University

Corrosion inhibitors are active chemical species that interact with other fluids and reservoir rock. This interaction affects the performance of some additives. It can also lead to formation damage. Finally, corrosion inhibitors change physical properties of the acid used in treatment. The objective of this paper is to discuss 1) the interactions between corrosion inhibitors and other additives used in well acidizing, and 2) formation damage mechanisms associated with corrosion inhibitors.

This paper reviews research work and provides the description of the interactions of corrosion inhibitors with additives, acids, and reservoir rock. The reported here results are summarized based on the previously published experimental results and field cases. Analysis of these results provides greater understanding of the interactions between corrosion inhibitors and other stimulation fluids. Observed trends can be useful for compatibility analysis and design of well stimulation treatemnts.

Comprehensive analysis of the literature revealed the most common problems with the application of corrosion inhibitors in acidizing treatments. It was found that performance of viscoelastic surfactants, polyacrylamide-based polymers, hydrate inhibitors, and hydrochloric acid can be negatively affected by corrosion inhibitors. Also, it was concluded that biocides, anionic surfactants, antisludging agents, mutual solvents and short chain alcohols reduce the effectiveness of corrosion inhibitors. Finally, it is clear that a low concentration of corrosion inhibitors results in damage of tubulars. However, excessive use of corrosion inhibitors can interfere with the reservoir rock and cause wettability changes. These compatibility issues may cause formation damage, obscure the acid reaction, and can lead to failure of an acidizing treatment.

This work summarizes the issues with use of corrosion inhibitors in well stimulation applications. Chemical components and

добавок, используемых при кислотной обработке в песчаниках и карбонатных породах.

Секция 13. Обмен знаниями на стендах V

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

Предотвращение загрязнения и коррозии во время фрезерования: опыт работы в отложениях Пермского нефтегазоносного бассейна

Танхэ Галиндо, GeoKimika Oil & Gas

В статье представлены результаты опытно-промышленных работ в Пермском бассейне, в ходе которых анализировались химические процессы и различные методы работ. Результаты демонстрируют, как внутрискважинные процессы и используемые химические реагенты либо их отсутствие могут повлиять на состояние оборудования и свести на нет эффект от химической обработки, которая проводится в ходе ГРП. В данном исследовании представлен анализ результатов испытаний пластовой воды, проведенных во время различных операций по фрезерованию. Также в исследовании рассматриваются вопросы использования установки КРС и установки ГНКТ, монтажа оборудования, использования воды и химических реагентов, а также различные проблемы, возникающие в ходе работ. Был выполнен анализ воды, используемой в нагнетательных скважинах, и жидкости, поступающей из скважины во время фрезерования. Также был выполнен анализ эффективности химической обработки с применением биоцидов.

В исследовании представлены результаты полевых работ в горизонтальных скважинах для двух добывающих компаний в Пермском бассейне. Операции по фрезерованию были выполнены с использованием бригады КРС либо флота ГНКТ. Результаты испытаний показывают влияние схемы расстановки оборудования и технологических процессов и на качество воды и эффективность используемых химических реагентов. Во всех операциях вода была загрязнена. При этом наибольшую степень загрязнения и наименьшую эффективность химических реагентов продемонстрировали работы с применением ГНКТ. В программу работ по обработке воды были внесены изменения, что позволило значительно повысить эффективность работ. Также в ходе работ была замечена потенциальная коррозия рабочей колонны из-за загрязнения воды. Кроме того, был выполнен анализ влияния изменений объема дозирования химических реагентов. Анализ проводился для определения степени улучшения операционных показателей, которое позволит снизить затраты на замену оборудования, снизить объемы чрезмерного использования реагентов и обеспечить защиту скважины от загрязнения из-за высокого уровня бактерий. В данном исследовании представлен комплексный анализ работ по фрезерованию, даны рекомендации по повышению эффективности применения

formulation of corrosion inhibitors are reviewed and summarized. This work reveals the scope of the problems associated with implementation of corrosion inhibitors and other additives used in acidizing of sandstone and carbonate reservoirs.

Session 13. Knowledge Sharing ePosters V

Knowledge Sharing ePosters allow one-on-one interactions with presenters and opportunities to study a particular concept at an appropriate level of detail. Subject matter varies, but topics are consistent with the other technical sessions.

Prevent Fouling and Corrosion During Mill-Out Operations: Permian Case Studies

Tanhee Galindo, GeoKimika Oil & Gas

Case studies of mill-out operations in the Permian Basin which evaluate chemical programs and processes used. Results show how existing processes and chemicals used or lack thereof, can affect equipment and undo the preventative chemical treatments used during the hydraulic fracturing process. The study looks at field water testing performed during various mill-out operations and considered workover rig vs coiled tubing, equipment set up, water & chemicals used, and operational challenges. Water analyses were completed on the injection water and returns at various intervals of the mill-out. Effectiveness of chemical treatment was also monitored when biocide was used.

Field case studies of horizontal wells for two operators in the Permian Basin are presented. Wells were milled-out utilizing workover rigs or coiled tubing units. Testing results show the impact of equipment setup and operations process on the water quality and efficiency of the chemicals used. Water fouling was prevalent in all cases, with coiled tubing jobs showing the highest degree of water contamination and chemical inefficiency. Changes in the water treatment program during operations showed significant improvement and sustainable results. Potential corrosion of the work string due to water fouling and water composition were also observed. The effects of changes to chemical dosages were also monitored. This was important because it identified operational improvements that can reduce equipment replacement costs, reduce chemical overuse and help protect wells from fouling due to high bacteria. These case study provides a

реагентов и описаны возможности продления срока службы эксплуатационной колонны.

Новый уровень перфорационных работ в субгоризонтальных газовых скважинах в условиях депрессии с использованием канатной техники и интеллектуальной технологии ГНКТ

Уильям Тапиа, Ребекка Комли, Махмуд Гудайдон, Ники Ливингстон, Зафер Эркол, Schlumberger

Расположенное в Персидском заливе Северное месторождение Катара является крупнейшим газовым месторождением в мире с оценочными запасами свыше 25 триллионов кубометров извлекаемого газа, что составляет примерно 10% известных мировых запасов. При разработке этого месторождения сервисные компании сталкиваются с тяжелыми условиями для проведения работ по бурению и заканчиванию скважин. Исключительные трудности при проведении внутрискважинных работ побудили добывающие, производственные и сервисные компании разработать инновационные стратегии и создать систематическое технологическое сотрудничество для проведения работ на этом месторождении безопасным и эффективным образом.

В последнее время возникла необходимость в проведении перфорации и селективной стимуляции в двух новых субгоризонтальных скважинах с несколькими продуктивными интервалами. Учитывая факторы безопасности и эксплуатационную эффективность, а также необходимость спуска и извлечения инструментов под давлением, в качестве наиболее эффективного метода спуска компоновки перфораторов средней длины 183 м и типоразмера 73 мм за одну спуско-подъемную операцию была выбрана технология спуска на ГНКТ. Несмотря на то что данная технология успешно применяется в других регионах, неблагоприятные скважинные условия требуют специальных инструментов и внедрения инновационных методов, таких как спуск перфораторов на армированном канате диаметром 7,9 мм и ГНКТ диаметром 73 мм с системой оптоволоконной телеметрии для точной корреляции глубины, своевременной активации стреляющей головки перфоратора и подтверждения срабатывания.

В результате тщательного планирования и подготовки перфорация в двух скважинах была проведена под четким контролем, и каждая из применяемых технологий доказала свою эффективность. Благодаря применению армированного каната диаметром 7,9 мм длительность спуска компоновки перфораторов была сокращена не менее чем на 2 дня по сравнению с запланированным графиком работ, а коннекторы в сероводородостойком исполнении и стреляющая головка с активацией импульсом давления позволили избежать осложнений во время нахождения компоновки в скважине. Телеметрическая система ГНКТ, работающая в режиме реального времени, позволила получить точные данные о забойных условиях во время работы, что позволило уверенно контролировать процесс активации стреляющей головки, определить газоводяной контакт в скважине, а также осуществить мониторинг реакции пласта, который исключил необходимость в ранее запланированных операциях по освоению азотом.

В статье описывается процесс выбора основных

comprehensive review of mill-out operations, which provides guidelines for improving chemical efficiency and potential of extending life of the work string.

Redefining Perforation in Sub-Horizontal Gas Wells in Underbalanced Conditions with Slickline Deployment and Smart Coiled Tubing

William Tapia, Rebecca Comley, Mahmoud Houdaidon, Nicky Livingstone, Zafer Erkol, Schlumberger

Located in the Arabian gulf, the Qatari North Field is the largest non-associated gas field worldwide with estimated reserves exceeding 900 trillion cubic feet of recoverable gas, or approximately 10% of the world's known reserves. Development of this field present tough conditions for all aspects of well drilling and completion activities. Particular challenges for performing well intervention, which have driven operators and manufacturing and service companies to develop innovative strategies and systematic technology collaboration for intervening these fields in a safe and efficient manner.

Recently, two new sub-horizontal wells with multiple reservoir zones needed to be perforated and selectively stimulated. Considering safety factors and operational efficiency, the insertion and retrieval under pressure system was identified as the best alternative to convey an average length of 600ft of 2 7/8-in. guns in single trips with coiled tubing (CT). Although this system has been successfully used in other regions, downhole adverse conditions required specifc components and implementing innovative methods, including the use of 5/16-in. braided slickline for gun deployment, and 2 3/8-in. CT with fiber optic telemetry capability for accurate depth correlation, precise actuation of the firing head system and confirmation of gun detonation.

As result of a dedicated planning and preparation process, the two wells were perforated in controlled conditions and each of the applied technologies proved its value. The use of 5/16-in. braided slickline reduced the gun deployment time by at least 2 days from the planned schedule, and the H2S rated connectors and the pressure-pulse firing head gave the confidence to avoid any issues when the perforating assembly was downhole. In respect to the CT real-time telemetry system, this technology provided an exceptional indication of bottomhole conditions throughtout the operation by enabling precise control of the firing head mechanism, identification of gas/water fluid contact in the well, and monitoring of formation response,

технологий для проведения перфорации на ГНКТ в двух субгоризонтальных скважинах на Северном месторождении Катара и план работ, разработанный для этих операций. Также в статье представлен накопленный опыт проведения перфорации на ГНКТ на Северном месторождении Катара, извлеченные уроки и выводы.

Обеспечение высокой точности при установке песчаной пробки для временной изоляции скважины с помощью интегрированной оптоволоконной системы передачи данных в режиме реального времени

Ванеса Вера, Карлос Торрес, Эдуардо Дельгадо, Карлос Пачеко, Halliburton; Моника Торрес, Джосью Игера, Equion

Закачка песка через гибкую трубу с мониторингом в режиме реального времени выполняется крайне редко из-за потенциальных рисков, связанных с целостностью кабеля. Поэтому успешная операция по установке песчаной пробки с помощью оптоволоконной системы мониторинга в режиме реального времени в сложных скважинных условиях имела большую значимость для повторного освоения скважины, позволив оптимизировать время и затраты.

Для изоляции скважины во время работ по повторному освоению используется несколько методов, однако экономически эффективным методом является установка песчаной пробки с помощью ГНКТ и интегрированной оптоволоконной системы мониторинга в режиме реального времени, которая необходима для точного контроля не только глубины установки песчаной пробки, но и объема песка. Без такой комплексной системы добывающей компании пришлось бы проводить дополнительные спуско-подъемные операции (СПО) с электрическим кабелем или ГНКТ для корреляции глубины, что привело бы к увеличению затрат и времени работ.

Интегрированная оптоволоконная система позволяет в режиме реального времени контролировать объем песчаной пробки, чтобы верхняя граница пробки была достаточной для изоляции продуктивного пласта и не засыпала направляющую воронку, что обеспечивает выполнение операции без дополнительных СПО и увеличения затрат.

Локатор муфт позволяет измерять глубину песчаной пробки и исключить вероятность некорректного измерения глубины из-за таких факторов, как удлинение при растяжении трубы.

С помощью оптоволоконной интегрированной системы мониторинга в режиме реального времени через ГНКТ в скважину было закачано более трех тонн песка без потери связи с забойным инструментом и без нарушения целостности кабеля, которое могло бы привести к спутыванию кабеля из-за высокого трения и чрезмерного провисания внутри трубы.

Интегрированная оптоволоконная система мониторинга в реальном времени позволяет вывести операции по установке песчаных пробок на новый уровень, помогая избежать использования других установок и дополнительных СПО, особенно в случае запланированных работ по повторному освоению скважины в условиях ограниченной площади размещения

which eliminated the need for initially planned nitrogen lift operations.

This paper describes the selection process of the key technologies deployed for performing CT conveyed perforating operations in two sub-horizontal wells in Qatari North Field, and discusses the workflow developed for those interventions. It then presents case studies and lessons learned and provides conclusions from the experiences gained for performing CT conveyed perforating operations in North Field.

Real-Time Fiber-Optic Integrated System Allows Precision in a Surgical Sand Plug Settlement of a Temporary Well Isolation Operation

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

Pumping sand through coiled tubing (CT) with real-time capabilities is not a common practice because of potential risks associated with cable integrity. A successful sand plug settling procedure supported by a real-time fiber-optic integrated system under critical well conditions was of high importance during a recompletion intervention, allowing optimization of time and costs.

Multiple methods are used to isolate a well during recompletion activities; nevertheless, a cost-effective method to divert involves setting sand plugs with CT and a real-time fiber-optic integrated system, which is essential to achieving precise settlement of the sand, not just for depth but also for volume of sand pumped. Without this complete system, the operator would need to make extra runs for correlations with electric line (e-line) or CT units, which increases both cost and operational time.

A real-time fiber-optic integrated system allows adjustment to the sand plug stages in real time to help ensure top of sand (TS) necessary to isolate the producer formation and keep out the wireline entry guide without additional runs and increased costs.

A casing collar locator (CCL) tool permitted the correlation depth to be measured in each tag, ensuring knowledge of where the sand was placed and helping prevent incorrect depths resulting from uncontrollable factors, such as elongation.

More than 6,500 lbm of sand was pumped through CT using a real-time fiber-optic integrated system without losing communication with the downhole tools and without affecting cable integrity, which could lead to bird nesting the cable because of high friction and excessive slack inside the pipe.

This real-time fiber-optic integrated

устьевого оборудования на рабочей площадке.

Цементирование для изоляции скважины в Кувейте с помощью установки для спуско-подъемных операций под давлением

Моханнад аль-Мохайлан, Картикейн Неллаяаппан, Дипак Патил, Фахад аль-Кадхи, Махеш Сундерадждждан, Кувейтская нефтяная компания; Басаварадж Кунчур, Хаддар Хусейн, Napesco Cementing

Компоновки заканчивания глубоких скважин в Кувейте соответствуют единому стандарту, и после испытания эти скважины переводятся в активы. Со временем в этих скважинах проводятся внутрискважинные работы. Может быть одна или несколько целей проведения работ: водоизоляционные работы, добавление нового интервала стимуляции, перфорация с применением пробок, проверка состояния труб либо геофизические исследования. На протяжении 20 лет эксплуатации в результате этих работ в скважинах остаются аварийные инструменты, в основном это ГНКТ либо кабель. Некоторые из скважин частично консервируются цементными пробками. В связи с этим на одной из скважин для проведения ловильных работ внутри НКТ была развернута установка для спуско-подъемных операций под давлением.

Ранее скважину невозможно было заглушить ни методом закачки в лоб, ни циркуляцией тяжелого раствора на ГНКТ. Так эта скважина была выбрана в качестве кандидата на применение установки для спуско-подъемных операций под давлением с целью промывки и установки цементной пробки. Операция впервые осуществлялась по постоянному контракту.

Комплекс работ включал в себя полную очистку всех мостовых пробок, которые, согласно имеющимся данным, могли находиться на глубине от 1280 м до максимальной глубины, доступной для рабочей колонны. По данным с предыдущих операций было установлено, что ранее скважина была заглушена закачкой раствора над забоем, что не является эффективной защитой от прорыва газа. Поэтому перед работой было проведено детальное планирование процесса установки цементной пробки внутри хвостовика, чтобы изолировать нижележащий участок открытого ствола.

Для корректного размещения цементного раствора в сложных условиях высоких температур и давлений были проведены масштабные лабораторные испытания и выполнено моделирование работы. В качестве агента для изоляции участка прорыва газа был использован раствор плотностью 1,98 кг/м^3, низкой водоотдачей и подходящими реологическими свойствами. Кроме того, для предотвращения образования фильтрационной корки была использована альтернативная, специально разработанная буферная жидкость.

Цементная пробка была установлена в хвостовике диаметром 127 мм с помощью рабочей колонны диаметром всего 38,1 мм. При этом особое внимание уделялось предотвращению попадания цемента обратно в НКТ диаметром 88,9 мм, расположенную выше. Также для безопасного извлечения рабочей колонны было необходимо учитывать достаточно длительное время загустевания цемента. Скважина была успешно изолирована, что теперь позволит использовать установку

system begins a new generation of sand plug operations by helping prevent additional runs or having other units correlate, particularly if a recompletion activity is programmed and space accommodation is a challenge because of the workover unit.

Critical Cementing Application on a Snubbing Unit to Isolate Well in Kuwait

Mohannad Al-Mohailan, Karthikeyan Nellayappan, Dipak Patil, Fahad Al-Qadhi, Mahesh Sounderajjan, Kuwait Oil Company; Basavaraj Kunchur, Khaddar Hussain, Napesco Cementing

In deep wells in Kuwait, completions are fairly standardized which after flow testing are handed over to assets. In course of time, well interventions were done due to one or more of the following reasons – water shut off, addition of zone, plugged perforations, tubing check or production logging. In course of these Rigless interventions over a period of two decades wells have accumulated with fish primarily coiled tubing or wire line fish with some wells being partially plugged. In view of this, a snubbing unit with targeted capabilities to fish inside tubing was deployed.

Earlier, the well could not be killed either by bull heading or with heavy mud circulated by coiled tubing. Thus, the well was identified as a candidate to mobilize a snubbing unit to clean out and place a cement plug. The Snubbing operations itself was being performed for the first time under a regular contract.

The operations include a complete cleaning of all the bridges suspected from about 4200 ft to the deepest depth possible as per the availability of the work string tubulars. It was identified from previous records, this is likely to be an off bottom kill with mud and may not effectively prevent the gas seepage. Thus a detailed planning for a critical cement plug to be placed inside the liner to isolate the open hole from below was made.

Extensive laboratory testing and job modeling was conducted to ensure proper placement of the cement slurry in a challenging HP/HT environment. A 16.5 ppg Gas Block Slurry with low Fluid Loss and favorable rheological propertieswas utilized. Additionally, an alternative, customized engineered designed spacer was used to prevent the formation of a filter cake.

The cement plug was placed with only 1.5″ ID workstring in a 5″ liner while taking due care to prevent cement back into the 31/2″ completion tubing above. Besides, care had to be taken to factor in a sufficiently long thickening time to enable pull out work string safely. The well was successfully secured and isolated and will now allow the utilization of a

капитального ремонта скважин для перевода скважины на другие горизонты.

Установка для спуско-подъемных операций под давлением доказала свою эффективность по изоляции участка прорыва газа и обеспечению нулевого давления на устье для мобилизации установки капитального ремонта скважин. В статье рассматриваются сложности, возникшие при проектировании, планировании и выполнении процедуры установки цементной пробки объемом 1,27 м^3 для изоляции участка прорыва газа, из-за которого скважина была недоступной в течение последних трех лет.

В 2010 году во время заканчивания скважины на севере Кувейта постоянно возникали осложнения с прорывом газа. Для решения проблемы было проведено цементирование и обработка участка открытого ствола скважины. Однако приток со скважины не был получен. Также для изоляции интервала прорыва газа в скважину закачивался тяжелый раствор, что привело к образованию баритовых отложений, но давление в скважине оставалось на уровне 270 атм. Попытки заглушить скважину с помощью ГНКТ и тяжелого раствора не привели к успеху, поскольку спуск ГНКТ на максимальную глубину был невозможен из-за высоких циркуляционных давлений.

Секция 14. Обмен знаниями на электронных стендах VI

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

Дистанционный мониторинг и моделирование операций с ГНКТ в режиме реального времени

Пол Браун, Брайан Ганби, CoilData; Карлос Торрес, Upstream Consulting; Бхарат Рао, BTechSoft

Персонал сервисных и добывающих компаний все чаще изъявляет желание осуществлять дистанционный мониторинг данных работ с применением ГНКТ. Очень часто заинтересованная сторона через интернет подключается к компьютеру регистрации данных на скважине, используя программное обеспечение, которое находится в свободном доступе. Это позволяет видеть то же изображение с компьютера, которое видит персонал на месте работ. Однако, онлайн-передача изображения с экрана требует быстрого и надежного интернет-соединения. При этом заинтересованная сторона не может осуществлять управление, поэтому работать с программным обеспечением может только персонал установки ГНКТ, который, соответственно, должен быть обучен этому наряду с другими обязанностями.

Другой подход, который был впервые реализован в 2015 году, заключается в потоковой передаче данных на удаленный веб-сервер небольшими пакетами данных и последующем восстановлении всего массива данных после получения. Затем данные могут быть просмотрены в режиме, близком к режиму реальному времени, любым уполномоченным лицом с браузером и подключением к интернету. Этот метод не требует высокой скорости

work over rig to recomplete the well.

The use of a Snubbing Unit has been proven effective to isolate the gas zone and ensure zero pressure on surface to enable mobilization of Workover rig. The paper discusses the challenges in design, planning and operations of placing a 8 bbl plug to stem the gas which made the well unapproachable for the last 3 years.

In 2010, a deep well in North Kuwait was facing continuous complications with gas cuts during completion operations. In order to secure the objectives of the well the open hole section was cemented and was stimulated in LM zone with no success in flow at surface. Additionally, heavy mud was pumped to control the gas influx, resulting in barite settlement but the well reflected pressure of 4000 psi. In order to subdue, attempts have been made to kill the well with CT and heavy mud which failed as CT could not be run to the deepest depth due to high circulating pressures.

Session 14. Knowledge Sharing ePosters VI

Knowledge Sharing ePosters allow one-on-one interactions with presenters and opportunities to study a particular concept at an appropriate level of detail. Subject matter varies, but topics are consistent with the other technical sessions.

Remote Monitoring and Modeling of Coiled Tubing Operations in Real Time

Paul Brown, Brian Gunby, CoilData LLC; Carlos Torres, Upstream Consulting LLC; Bharath Rao, BTechSoft

Service company and operator personnel increasingly wish to monitor coiled tubing (CT) operations from a remote location. Very often the interested party will connect to the data logging computer in the field via an internet connection using freely available commercial software, which allows them to view the computer screen as it appears to the personnel on location. However, streaming video in this manner requires a fast and reliable connection. It also leaves the viewer in a predominantly passive role, with the burden of running the software remaining with the personnel in the CT unit, who must therefore be trained to handle that task along with their other duties.

A different approach, first introduced to the CT industry in 2015, involves streaming the acquired job data to a remote web server in small packets, and reconstructing

передачи данных и работает даже при прерывистом соединении. Дальнейшим инновационным решением стала передача данных в реальном времени на один веб-сервер для одновременного проведения анализа напряженного состояния трубы и моделирования усталостного износа. При этом состояние трубы с диаграммами отображается в реальном времени в браузере. Корректировка модели и плана работ может производиться дистанционно, что позволит значительно сэкономить средства.

В это же время алгоритм следит за входящим потоком данных и запускает автоматические уведомления для персонала, который тоже следит за работой. Таким образом, заказчик может быть предупрежден о приближении ГНКТ к необходимой глубине, бурильщик – предупрежден о выходе из строя определенного датчика, а инженер может быть предупрежден об опасности превышения предельных значений нагрузок на трубу.

Эта онлайн-система широко использовалась в течение нескольких лет, позволяя транслировать полевые данные в объеме до 50 работ в сутки. В статье представлено сравнение результатов применения данной системы с традиционными методами. Описаны также ограничения и преимущества данного метода, в частности, проблемы с подключением к сети Интернет на месте работ, и представлены возможные решения.

Показано, что в результате перевода большей составляющей процесса контроля за работой за пределы устьевой площадки потребность в специалистах на месте работ уменьшается, что, в свою очередь, приводит к экономии средств. Кроме того, интеграция всего процесса работы, от планирования до выполнения, в единую онлайн-платформу, доступную для любой вовлеченной стороны независимо от географического расположения, предоставляет большие возможности для повышения эффективности.

Обнаружение утечек в скважине: внедрение нового инструмента для проведения шумометрии на кабеле

Циншань Янь, Чжинсонг Чжао, Марвин Рурк, GOWell International

В данной статье представлено новое поколение инструмента для проведения шумометрии на кабеле. Данный прибор предназначен для обнаружения акустических/вибрационных воздействий в скважине, вызванных гидравлическим трением потока жидкости по стволу скважины. В рамках операций по обеспечению целостности скважин и операций по ликвидации скважин одной из основных областей применения этого прибора является обнаружение источников утечек в трубном и затрубном пространствах. Разработка инновационной матрицы датчиков, специальной конфигурации компоновки, а также трех новых методов обработки данных проводилась для обнаружения следующих типов сигналов:

- Слабые акустические сигналы (от -30 дБ до -60 дБ) – например, небольшие утечки в затрубном пространстве или внутри скелета породы пласта.
- Сильные акустические помехи от движения прибора во время каротажа в действующей скважине.
- Нестационарные и/или нелинейные искажения сигнала из-за изгибающих колебаний прибора.
- Сейсмический шум в скважине.

the complete data file on arrival. The data can then be viewed in near real-time by any authorized person with an internet connection and a browser. The method requires little bandwidth, and works even with an intermittent connection. In a further innovation, the live data is simultaneously fed into tubing forces analysis (TFA) and fatigue modeling software running on the same web server, with the resulting real-time pipe status displayed in the browser alongside the data charts. Adjustments to the models and job design can be made by a person observing the job remotely, rather than on location, with potential for significant cost savings.

At the same time, an algorithm monitors the incoming data stream for detectable events, and triggers automated notifications to personnel who are 'following' the job. In this manner an operator can be alerted when, for example, the CT approaches a target of interest; a technician can be warned that a sensor is failing; and an engineer can be alerted if the pipe limits are in danger of being exceeded.

This web-based system has been used extensively over a period of several years, with up to 50 jobs streaming on a typical day. Field examples will be presented illustrating this technology, and contrasted with conventional methods. Limitations as well as advantages will be discussed, in particular concerns about web connectivity at the wellsite, and possible solutions presented.

The case will be made that, by moving the majority of the job monitoring process offsite, the need for specialist expertise in the field is reduced, with associated cost savings. Furthermore, by integrating the entire job process, from planning to completion, into a single web-based platform accessible to any involved party regardless of geographic location, numerous possibilities for other efficiencies can be imagined and realized.

Downhole Leak Detection: Introducing A New Wireline Array Noise Tool

Qinshan Yang, Jinsong Zhao, Marvin Rourke, GOWell international, LLC

This paper will introduce a new generation wireline Array Noise Tool (ANT). This tool is used to detect downhole acoustic/vibration activities originating from fluid-structure friction flow. One of main applications in Well Integrity (WI) and Plug & Abandonment (P&A) for ANT is to locate leak sources in well completions and tubulars. The innovative sensor matrix and system configuration together with three novel data processing methods are studied and developed to address the following primary challenges:

Инструмент может работать как в стационарном режиме, так и в режиме действующей скважины.

Матрица датчиков с широким диапазоном разработана для формирования различных массивов измерительной информации с использованием уникальной настраиваемой методики. В результате инструмент может одновременно обрабатывать абсолютные и дифференциальные акустические сигналы. Данная матрица датчиков позволяет повысить соотношение сигнал/шум на 20–30 дБ. Многомерный модуль машинного обучения с каскадным подключением к итерации кластеров использует полученные данные для отделения сигналов настоящей утечки от других нежелательных шумовых сигналов. После обработки данных для дальнейшего отделения характеристик распространения сигнала утечки от других шумов используется метод декомпозиции скоростей распространения акустических волн, который позволяет повысить соотношение сигнал/шум для определения утечки. В конце используется байесовский анализ вероятностей для определения глубин утечек с индексом достоверности, основанным на информации, содержащейся как в энергии сигнала, так и скорости сигнала. Использование этой методологии обработки данных позволяет повысить соотношение сигнал/шум с 15 до 20 дБ. Целью метода является устранение нежелательных акустических шумов, не связанных с утечками, с сохранением достаточной чувствительности для выявления незначительных утечек.

Данный инструмент нашел коммерческое применение в США, на Ближнем Востоке, в Восточной Азии и Латинской Америке. Эффективность инструмента была подтверждена с помощью моделирования, лабораторных испытаний и полевых каротажных данных. Примеры каротажных диаграмм демонстрируют коэффициент успешности выявления утечек свыше 95%. В статье описаны примеры проведения исследований в скважинах с несколькими кольцевыми пространствами, скважинах с низкими дебитами, а также в газовых скважинах.

Технология шумометрии на кабеле совместно с усовершенствованными методами обработки данных является новым решением для обнаружения источника утечек и мониторинга каналов утечек, что является важным прорывом для проведения операций по обеспечению целостности скважин, операций по ликвидации скважин и многих других задач.

Повышение эффективности фрезерования на ГНКТ с использованием технологии растворимых пробок

Диана Хутабарат, Oxy USA; Джон Рэй, Innovex Downhole Solutions; Чад Фрейзер, Эндрю Хейнс, Oxy USA

На месторождениях с нетрадиционными запасами для заканчивания большинства горизонтальных скважин применяется метод Plug & Perf с использованием пробок ГРП для изоляции интервалов. Как правило, после ГРП пробки фрезеруются с помощью гибкой трубы для последующей эксплуатации всех интервалов. Эта операция может быть дорогостоящей и создавать дополнительные риски. Ключевыми факторами высокой эффективности фрезерования является легкоразбуриваемый материал пробок ГРП и эффективность вымыва разбуриваемых частиц. Последние достижения в области технологий

- Tiny acoustic leakage signals (-30dB to -60dB), for example, the minor leaks behind pipes or even inside the formation matrix;
- Strong road-noise acoustic signal contamination from tool motion while dynamic logging;
- Nonstationary and/or nonlinear signal distortions because of tool flexural vibrations;
- Downhole seismic noise.

The tool can be operated both in stationary logging and in dynamic logging.

The wide-band sensor matrix is designed with a unique configurable technique to form different measurement arrays. As a result, the tool can simultaneously acquire absolute and differential acoustic signals. By using this sensor matrix we are able to improve Signal-to-Noise Ratio (SNR) by up to 20 to 30 dB. From the acquired data, we employ a multi-dimensional machine learning (ML) classification module, cascaded with cluster iteration to separate real leak signatures from other unwanted noise signals. After a data conditioning process, the wave velocity-domain decomposition method is utilized to further distinguish the leak signal propagation characteristics against other noise propagations to enhance overall SNR for leak detectability. Lastly we use a Bayesian likelihood analysis to identify the leak depth locations with a confidence index based on the information contained in both signal energy and signal velocity. We are able to achieve 15dB to 20dB SNR improvement from this data processing methodology. The system design goal is to eliminate unwanted acoustic noise that is not associated with leaks, while maintaining sufficient sensitivity to pick up minor leaks.

The tool has been logged commercially in the US, Middle East, East Asia, and Latin America. The tool performance has been validated through simulation, lab tests, and field logs. Field logging examples are demonstrating a leak detection success rate above 95%. Field cases include multi-annulus, low flow rate, and gas well field examples. Field results will be presented in this paper.

ANT instrument technology and the associated advanced processing methods are a new solution for detecting the leak source locations and monitor leak paths, especially, in Well Integrity (WI), Plug and Abandonment (P&A), and many other well applications.

Coil Tubing Drillout Efficiency Gains Utilizing Dissolvable Plug Technology

Diana Hutabarat, Oxy USA; John Ray, Innovex Downhole Solutions; Chad Frazier, Andrew Haines, Oxy USA

ГРП с растворимыми пробками привели к снижению объемов фрезерования или полному исключению необходимости фрезерования, а также к снижению затрат на внутрискважинные работы с применением ГНКТ. В данной статье рассматривается эффективность технологии растворимых пробок и ее влияние на операции по фрезерованию.

В статье представлен анализ применения растворимых пробок ГРП в горизонтальных скважинах по нескольким критериям. Можно ли фрезеровать растворимые пробки, если они растворились не полностью? Растворяется ли пробка полностью, оставляя полнопроходной диаметр? Приводит ли применение технологии растворимых пробок в горизонтальных скважинах к экономии времени и затрат по сравнению с традиционной технологией композитных пробок? Для сравнения технологий растворимых и композитных пробок были выбраны две скважины с одинаковым количеством стадий ГРП и одинаковой длиной горизонтального участка. В одной скважине использовались композитные пробки по всей длине горизонтального участка, во второй скважине использовались только растворимые пробки. В обеих скважинах фрезерование проводилось на ГНКТ с одинаковой конструкцией компоновки низа колонны. После фрезерования было проведено сравнение длительности операций с целью определения степени экономии времени и затрат.

Результаты испытаний показали, что растворимые пробки сокращают время разбуривания каждой пробки и необходимое количество операций с ГНКТ. При проведении промывки на ГНКТ было зафиксировано значительное снижение затрат и повышение эффективности за счет рекордно высокой скорости проходки с поверхности до забоя, а также за счет быстрого ввода скважин в эксплуатацию. В скважине с растворимыми пробками были полностью исключены спуски инструментов на неполную глубину, сокращено время промывки, а также снижен объем гелей и агентов для промывки. Использование растворимых пробок также позволило сократить время на спуск компоновки в интервалах между пробками.

Таким образом, стоимость операций с ГНКТ напрямую зависит от метода технологии Plug & Perf. Раньше технология ГРП с пробками подразумевала длительное разбуривание, поэтому большинство достижений в разработке растворимых пробок направлено на снижение стоимости операций с ГНКТ. Усовершенствование конструкции растворимых пробок дает возможность сократить время разбуривания или полностью исключить необходимость в разбуривании. Можно предположить, что еще большим преимуществом будет возможность проектирования более горизонтальных участков, которые не будут ограничены глубиной дохождения гибкой трубы.

Успешная установка многосекционной хромированной ГНКТ большого диаметра в качестве лифтовой колонны в скважинах с высоким содержанием углекислого газа в Боливии

Джованни А. Эрнандес, Хосе Р. Ортиз, Луис Ф. Антело, Halliburton

Проведение внутрискважинных работ в удаленных и труднодоступных регионах с использованием оборудования ГНКТ большой длины и диаметра зачастую

In unconventional plays, the majority of horizontal well completions employ Plug and Perf methods using frac plugs to isolate multistage stimulation treatments. The post-stimulation operation typically consists of drilling out the plugs with coil tubing and commingling all frac stages. This operation can be costly and adds risk to the completion. Frac plug drill-ability and debris mitigation is a key factor in drill out efficiency. Recent advancements of dissolvable frac plug technologies have reduced or eliminated drill-outs and the cost of coil tubing intervention. This paper examines the effectiveness of dissolvable plug technology and its effect on drill-out operations.

The implementation of dissolvable frac plugs in full laterals was evaluated by several measures. Can the dissolvable plugs be milled if not fully dissolved? Does the dissolvable plug completely dissolve leaving a clean wellbore? Is there a time and cost benefit of cleaning a wellbore with 100% dissolvable plugs versus of a conventional, composite plug lateral? In an effort to evaluate dissolvables versus conventional composites, two trial wells were selected with the same stage count and lateral length. In one wellbore composite plugs were utilized throughout the entire lateral; in the second well, only dissolvable plugs were used. Both wells were drilled out using coiled tubing and the same BHA configuration. After the drill-outs, the total time in the well was compared to determine a time and cost savings.

The result of the trial proved that dissolvable plugs reduced drill-out times for each plug and reduced the total amount of coil tubing operations needed. A notable cost reduction and efficiencies were observed for thecoil tubing clean out operation due to high record-footage drill-out from surface to TD (Total Depth), and an efficiency gain during execution to bring the wells on to production. The dissolvable trial well showed the ability to eliminate short trips and minimize pumping sweeps, gels, and chemicals to clean out the hole. Use of the dissolvable plugs also resulted in quicker run-in hole times between each plug.

Coil tubing intervention is a legacy cost of Plug and Perf completions. Early frac plug technology required extensive drillout, and many plug design innovations have been directed at reducing the coil tubing cost. The advancement of dissolvable plugs presents the opportunity to reduce or eliminate drillout intervention. Perhaps an even greater benefit will be enabling the design of longer lateral completions that are not constrained by the limited reach of coil tubing.

требует крупных инвестиций. Использование гибких труб большого диаметра может привести к осложнениям во время погрузо-разгрузочных работ и транспортировки. Одним из вариантов решения этих проблем является доставка коротких участков ГНКТ на рабочую площадку и соединение двух или более секций на месте. В данной статье предложена альтернатива как для операций на море, где грузоподъемность крана ограничена, так и для операций на суше в удаленных районах, где перевозка тяжелых грузов может быть затруднена.

Традиционные методы соединения гибких труб включают в себя орбитальную сварку и использование механических коннекторов (Ehtesham 2008). Эти методы могут применяться либо в контролируемых условиях, либо в случае, когда секции ГНКТ имеют малый диаметр или длину, что позволяет разместить их на одном барабане и распределить вес. Однако эти методы имеют определенные недостатки. Орбитальную сварку могут проводить только квалифицированные технические специалисты. При этом необходима дополнительная инспекция сварного шва на месте, что увеличивает время и стоимость работ. Кроме того, сварочные работы могут быть запрещены в зависимости от условий на рабочей площадке. Также сварные швы приводят к формированию участков ГНКТ с низкой износостойкостью, снижая тем самым потенциальный срок службы трубы. В таких условиях целесообразным решением являются коннекторы с возможностью намотки на барабан, которые позволяют оперативно соединять гибкие трубы при условии, что барабан рассчитан на вес и длину соединенной трубы. На некоторых площадках ограничения по весу и рабочей площади требуют применения либо барабанов малой емкости, либо гибких труб, соединяемых во время операции. Однако использование коннекторов с возможностью намотки на барабан в таких условиях не всегда возможно. В данной статье представлен новый метод соединения ГНКТ на рабочей площадке.

Исследование проводилось с целью изучения технической осуществимости механического соединения двух колонн гибких труб для проектов с использованием лифтовых колонн. В число основных целей входит задача соединения колонн ГНКТ над устьем скважины в условиях действующей скважины с учетом ограничений по емкости барабанов. Исследование включает в себя разработку инструмента для механического соединения гибких труб, проектирование конструкции ГНКТ, а также подбор подвески ГНКТ и устьевого оборудования. Также в статье описаны проведенные испытания, процесс моделирования механических напряжений на ГНКТ и процедура работ по соединению труб.

В статье представлен опыт проведения работ, извлеченные уроки и основные факторы, которые необходимо принимать во внимание при соединении нескольких секций гибкой трубы одного или разных диаметров и толщин стенок. Выполнение этих работ с помощью оборудования ГНКТ является экономически эффективным альтернативным решением по сравнению с использованием оборудования для капитального ремонта скважин и труб с резьбовым соединением. Данное исследование наглядно показывает, как сотрудничество с добывающей компанией позволило провести кампанию по установке пяти лифтовых колонн в Боливии.

Successful Campaign to Install Multi-Sectional Large Diameter Chrome CT Velocity Strings in High CO_2 Wells in Bolivia

Jovanny A. Hernandez, Jose R. Ortiz, Luis F. Antelo, Halliburton

Well intervention projects performed in remote and difficult-to-access areas using coiled tubing (CT) equipment and strings with long lengths and large diameters sometimes represent high investment projects. The use of heavy CT strings can lead to complications during lifting and transport operations. One alternative to address these issues is to transport short sections of CT to the wellsite, then connect two or more CT strings onsite. This paper provides an alternative for offshore operations where crane load capabilities are limited and for land operations in remote locations where heavy loads can compromise transportation.

Conventional methods of joining CT strings are available, such as orbital welding and the use of mechanical connectors (Ehtesham 2008). These methods can be applied under controlled conditions or when the CT strings are of small diameters or lengths that enable them to fit on a single spool and the resulting weight can be accommodated. However, these methods present some shortfalls. Orbital welding requires access to qualified technicians and additional verification of the weld on site, adding time and cost to operations. Welding may also be prohibited based on wellsite conditions. Additionally, welds create de-rated sections on the tubing, reducing the potential run life of the string. Spoolable connectors are a viable option where the two strings may be joined off critical path and when the work reel is capable of holding the combined strings. Some operations must be performed using smaller work reels to accommodate the work area, or involve strings being joined during the operation, which are not ideal situations for spoolable unions. The option presented in this paper provides a new method for joining strings on the fly.

The study was performed to explore the technical feasibility of mechanically joining two CT strings for velocity string (VS) projects. Challenges include making the union of these strings above the wellhead under live well conditions and the load capacity limit of the reels. The study includes design of mechanical joining tools, design of the CT strings, selection of CT hanger tools, and surface equipment. These points also include testing, mechanical stress simulations of the CT, and the procedure used to join the strings.

This paper shows the best operational practices, lessons learned, and field

Секция 15. Обмен знаниями на электронных стендах VII

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

Испытание полимерного гелеобразующего агента, чувствительного к pH, для ликвидации утечек в стволе скважины

Шаян Тавассоли, Мохаммадреза Шафийи, Техасский университет в Остине; Кристиан Минниг, Swisstopo; Джослин Гизигер, Урсула Рёсли, Solexperts; Джеймс Паттерсон, ETHZ; Тьерри Теуриллат, Swisstopo; Лукас Меджия, Техасский университет в Остине; Харви Гудман, Chevron ETC; Тони Эспи, BP; Мэтью Бальхофф, Техасский университет в Остине

Целостность ствола скважины является важным вопросом в области добычи нефти и газа и хранения углекислого газа. Успешное подземное осаждение различных флюидов, таких как углекислый газ, зависит от герметичности подземных резервуаров. На объектах хранения углекислого газа в действующих нагнетательных и ранее пробуренных скважинах могут возникнуть утечки из-за высокого избыточного давления, механического/химического разрушения и/или некачественного цемента. Это приводит к потере герметичности объекта хранения газа. Стандартные методы капитального ремонта не способны обеспечить герметичность скважин с утечками по микрозазору между обсадной колонной и цементным камнем или по трещинам в цементе размером в несколько микрон. В рамках эксперимента в Монтерри в Швейцарии были проведены испытания нового полимерного гелеобразующего агента, который первоначально был разработан для изоляции призабойной зоны, с целью оценки его характеристик для вышеупомянутой области применения.

Полимерный гелеобразующий агент был закачан с целью ликвидации утечек в стволе скважины, пробуренной в глинистых отложениях Opalinus Clay. Эффективность применения чувствительного к показателю pH геля для герметизации трещин в цементе была ранее подтверждена лабораторными экспериментами по исследованию керна (Ho и др., 2016; Tavassoli и др., 2018). Загустевание чувствительных к pH микрогелей происходит после нейтрализации при контакте со щелочным цементом. При этом происходит набухание геля и повышение предела текучести, что позволяет использовать гель для изоляции утечек. Предварительная подготовка ствола скважины осуществлялась с помощью нескольких циклов нагревания-охлаждения с целью вызова утечек в обсадной колонне и цементном камне. Каналами для утечек является совокупность трещин в цементе и микрозазоре между обсадной колонной и цементным камнем. Точное происхождение этих каналов можно установить путем анализа образцов керна в конце эксперимента. Для изоляции интервалов утечек использовался полимер полиакриловой кислоты. Процесс состоял из трех этапов:

considerations when joining multiple CT string sections of the same or different diameters and wall thickness. Performing those jobs with CT equipment provides a low-cost alternative solution to the use of workover equipment and threaded pipe. This study demonstrates the collaboration performed with an operator to develop a campaign solution for five velocity string jobs in Bolivia.

Session 15. Knowledge Sharing ePosters VII

Knowledge Sharing ePosters allow one-on-one interactions with presenters and opportunities to study a particular concept at an appropriate level of detail. Subject matter varies, but topics are consistent with the other technical sessions.

Pilot Case Study of Wellbore Leakage Mitigation using pH-Triggered Polymer Gelant

Shayan Tavassoli, Mohammadreza Shafiei, The University of Texas at Austin; Christian Minnig, swisstopo; Jocelyn Gisiger, Ursula Rösli, Solexperts; James Patterson, ETHZ; Thierry Theurillat, swisstopo; Lucas Mejia, The University of Texas at Austin; Harvey Goodman, Chevron ETC; Tony Espie, BP; Matthew Balhoff, The University of Texas at Austin

Wellbore integrity is a critical subject in oil and gas production, and CO_2 storage. Successful subsurface deposition of various fluids, such as CO_2, depends on the integrity of the storage site. In a storage site, injection wells and pre-existing wells might leak due to over-pressurization, mechanical/chemical degradation, and/or a poor cement job, thus reducing the sealing capacity of the site. Wells that leak due to microannuli or cement fractures on the order of microns are difficult to seal with typical workover techniques. We tested a novel polymer gelant, originally developed for near borehole isolation, in a pilot experiment at Mont Terri, Switzerland to evaluate its performance in the aforementioned scenario.

The polymer gel sealant was injected to seal a leaky wellbore drilled in the Opalinus Clay as a pilot test. The success of the pH-triggered polymer gel (sealant) in sealing cement fractures was previously demonstrated in laboratory coreflood experiments (Ho et al. 2016, Tavassoli et al. 2018). pH-sensitive microgels viscosify upon neutralization in contact with alkaline cement to become highly swollen gels with substantial yield stress

1) закачка хелатообразующего агента для предварительной промывки с целью обеспечения благоприятных условий для полимерного геля, 2) закачка раствора полимера и 3) закрытие скважины для образования полимерного геля. Затем был произведен анализ краткосрочной/долгосрочной эффективности геля на способность удержания закачиваемых жидкостей (пластовая вода и углекислый газ).

В ходе испытаний новый состав позволил успешно изолировать микроканалы утечек. С целью анализа эффективности состава в скважину были закачаны пластовая вода и углекислый газ для создания дифференциального давления на полимерный гель. Давление и расход закачки пластовой воды и углекислого газа на каждый интервал контролировались как во время закачки, так и после закачки. Результаты испытаний затем сравнивались с результатами такой же закачки в скважину без изолирующего агента.

Было проведено несколько кратковременных (4 мин) испытаний закачкой пластовой воды с постоянным расходом при различных значениях давления. При этом значительного расхода закачки не наблюдалось (расходы не превышали 0,3 мл/мин). Результаты показывают более чем десятикратное снижение расхода закачки по сравнению со скважиной без изолирующего агента. Полимерный гель продемонстрировал высокие показатели сжимаемости в начале кратковременных испытаний. Во время долгосрочных испытаний (1 неделя) расход закачки после гелеобразования был еще меньше (около 0,15 мл/мин). Испытание закачкой углекислого газа показало снижение давления только на 3 бар по прошествии ночи после закачки по сравнению с резкой потерей давления в скважине без полимерного геля. Изолирующий агент продемонстрировал хорошие эксплуатационные характеристики даже после закачки углекислого газа с высокой диффузивностью и кислотностью.

Первое испытание нового изолирующего агента доказало его способность ликвидировать утечки в стволе скважины через трещины в цементе или микрозазор между обсадной колонной и цементом. Другие методы ликвидации утечек крайне редко приводят к успешному результату. Герметичность скважины была успешно испытана в высокощелочной среде с пластовой водой в контакте с цементом. Испытания позволили достигнуть отличных результатов. Дальнейший анализ будет проводиться после отбора образцов керна и образцов цемента в затрубном пространстве. Результаты данного эксперимента могут применяться для изучения сложного характера взаимодействия цемента и ствола скважины и корректировки процесса ликвидации утечек для поддержания динамической геохимической среды в стволе скважины.

Инновационный подход: новая рабочая жидкость значительно повышает эффективность операций с ГНКТ в нефтегазоносном бассейне Уиллистон

Майк Редберн, Newpark Drilling Fluids; Коул Серносек, Джордж Нортон, Occidental Petroleum

Успешная разработка нефтегазовых месторождений зависит от применяемых технологий. Применение технологий, использующих данные, повышает эффективность бурения скважин с большим отходом от

that can block fluid flow. The leaky wellbore setup was prepared by heating-cooling cycles to induce leakage pathways in the cased and cemented wellbore. The leakage pathways are a combination of fractures in the cement and microannuli at the cement-formation interface. The exact nature of these leakage pathways can be determined by over-coring at the end of the experiment life. We used polyacrylic acid polymer (sealant) to seal these intervals. The process comprises of three stages: (1) injection of a chelating agent as the preflush to ensure a favorable environment for the polymer gel, (2) injection of polymer solution, and (3) shut-in for the polymer gelation. Then, we evaluated the short-/long-term performance of the sealant in withholding the injected fluids (formation brine and CO_2 gas).

The novel sealant was successfully deployed to seal the small aperture pathways of the borehole at the pilot test. We conducted performance tests using formation brine and CO_2 gas to put differential pressure on the polymer gel seal. Pressure and flow rate at the specific interval were monitored during and after injection of brine and CO_2. Results of performance tests after polymer injection were compared against those in the absence of the sealant.

Several short-term (4 min) constant-pressure tests at different pressure levels were performed using formation brine, and no significant injection flow rate (rates were below 0.3 ml/min) was observed. The result shows more than a ten-fold drop in the injection rate compared to the case without the sealant. The polymer gel showed compressible behavior at the beginning of the short-term performance tests. Our long-term (1-week) test shows even less injectivity (~0.15 ml/min) after polymer gelation. The CO_2 performance test shows only 3 bar pressure dissipation overnight after injection compared to abrupt loss of CO_2 pressure in the absence of polymer gel. Sealant shows good performance even in the presence of CO_2 gas with high diffusivity and acidity.

Pilot test of our novel sealant proves its competency to mitigate wellbore leakage through fractured cement or debonded microannuli, where other remedy techniques are seldom effective. The effectiveness of the sealing process was successfully tested in the high-alkaline wellbore environment of formation brine in contact with cement. The results to date are encouraging and will be further analyzed once over-coring of the wellbore containing the cemented annulus occurs. The results are useful to understand the complexities of cement/wellbore interface and adjust the sealant/process to sustain the

вертикали. Бурение скважин такого профиля выполняется в связи с очень низкой проницаемостью коллектора и наличием естественных вертикальных трещин в бассейне Уиллистона, который представлен в основном малопроницаемыми коллекторами с относительно высоким поровым давлением. В статье описано усовершенствование и внедрение новой добавки для операций по фрезерованию и промывке на ГНКТ. Ранее эта добавка применялась при бурении скважин.

Операции с ГНКТ в сложных скважинных условиях требуют применения эффективных рабочих жидкостей. Новая добавка использовалась для повышения смазывающей способности и снижения трения «металл – металл». Для выполнения работы потребовалось несколько спуско-подъемных операций и несколько спусков на неполную глубину из-за повышенных скручивающих и осевых нагрузок.

Новая добавка на водной основе, используемая в различных концентрациях, позволяет максимизировать производительность, снизить необходимость в большом количестве спуско-подъемных операций и увеличить срок службы забойного инструмента. В данной статье рассматривается этап планирования, который включает в себя моделирование работы, подбор оборудования, определение коэффициентов трения. Также в статье описаны сложности, возникающие при использовании добавки в операциях с ГНКТ. Было замечено сокращение общей длительности работ и времени работы без углубления забоя по сравнению с традиционными методами. В статье описано применение добавки в бассейне Уиллистон, а также извлеченные уроки при применении добавки в Пермском бассейне.

Ультразвуковые инструменты с фазированной решеткой обеспечивают точное измерение геометрически сложных элементов скважин, таких как посадочные ниппели, а также верификацию критически важных измерений

Дункан Трун, Archer

Многие элементы, используемые в компоновках заканчивания, являются геометрически сложными элементами с жесткими допусками при производстве. Точное измерение размеров внутреннего профиля этих элементов в скважине с помощью таких механических средств, как скважинный профилемер, невозможно из-за резких изменений внутреннего диаметра, которые не позволяют обеспечить надлежащий контакт рычагов профилемера с исследуемой поверхностью. В данной статье рассматривается применение высокоточного ультразвукового инструмента, позволяющего проводить точные измерения без физического контакта. Также в статье подробно описан опыт измерения профиля посадочного ниппеля.

Механические профилемеры рычажного типа не могут измерять внутренний диаметр, если они физически не соприкасаются с поверхностью, а постоянное соприкосновение обеспечить невозможно. Альтернативой физическим измерениям является технология отражения пучка акустических волн от поверхности исследуемого элемента и вычисление внутреннего диаметра по скорости звука скважинной жидкости. Использование

dynamic geochemical environment of the wellbore.

A Novel Approach: Williston Basin Coil Tubing Fluid Shows Significant Process Improvement

Mike Redburn, Newpark Drilling Fluids; Cole Cernosek, George Norton, Occidental Petroleum

The successful development of an oil and gas field relies upon the application of technology. Utilizing data-driven results improves drilling efficiency in extended-reach wells. Horizontal drilling of these wells is necessary for oil recovery due to the very low permeability of the reservoir and the presence of natural vertical fractures found in the Williston Basin. The reservoirs within the Williston Basin are generally tight with a relatively high pore pressure. A novel additive used during the drilling phase of the well was implemented and improved for coil tubing milling and cleanout procedure.

Coil tubing application requires the use of robust fluid products due to the demanding environment. The novel additive was used to increase the lubricity improving friction on metal to metal contact where excess torque and drag led to the use of multiple tool runs and several short trips to decrease the drag forces.

Novel water-based drilling fluid enhancer used in varying concentrations maximizes the performance, reducing the need for excessive short trips and an increase in tool life. This paper will highlight the planning phase for the engineering design, the equipment used, friction factor matching, and the challenges encountered using the additive during coil tubing applications. Operators have seen noticeable reductions in days reducing the amount of flat time with prior conventional application. The application case history shows introduction in the Williston Basin and lessons learned when introduced into the Permian.

Phased Array Ultrasonic Tools Provide Precise Measurement of Geometrically Complex Components Such as Nipple Profiles Downhole, Confirming Safety Critical Dimensions

Duncan Troup, Archer

Many components used in completions are geometrically complex and machined to tight tolerances. Precisely measuring the internal profile dimensions of these items after installation is impossible using mechanical means such as calipers due to the sharp ID changes precluding good finger contact. This paper will discuss the use of a precision ultrasonic tool that allows accurate measurements to be taken without physical

методов формирования направленного сигнала с помощью нескольких ультразвуковых излучателей позволяет сфокусировать звук с высокой точностью и высоким разрешением. В конструкцию ультразвукового инструмента входят 288 расположенных по окружности датчиков с фазовой решеткой, которые позволяют измерить точный внутренний диаметр даже самых сложных профилей.

Посадочный ниппель предназначен для установки устройств регулирования притока в компоновке заканчивания и включает в себя уплотнительный узел и замковый профиль. В процессе производства посадочного ниппеля размеры этих поверхностей контролируются с высокой точностью, поскольку устройство, которое необходимо установить в ниппель, например клапан-отсекатель, должно идеально заходить в профиль, чтобы обеспечить герметизацию трубного пространства и надежную фиксацию. Например, повреждение или размытие замкового профиля может привести к выходу клапана-отсекателя из посадочного ниппеля. Массив из 288 датчиков ультразвукового инструмента обеспечивает расстояние между точками измерений 1,25° по окружности, что гарантирует обнаружение даже небольших дефектов. После лабораторных испытаний посадочного ниппеля для проверки работы инструмента в контролируемых условиях было проверено несколько работ по инспекции посадочных ниппелей на месторождении, где по имеющимся данным скважинное оборудование было подвержено эрозии. Инструмент смог точно отобразить замковый профиль сложной конструкции и измерить размеры каждого ниппеля с точностью до сотых долей дюйма, что позволило добывающей компании убедиться в правильном выборе ниппелей для установки клапанов-отсекателей.

Уникальные свойства сфокусированного ультразвука позволяют измерять и отображать профили внутрискважинного оборудования даже самой сложной конструкции. Показания 288 расположенных по окружности датчиков позволяют обеспечить измерение высокого разрешения с точностью до доли миллиметра, что повышает вероятность подбора эффективного решения той или иной проблемы вместо того, чтобы прибегать к дорогостоящей замене компоновки заканчивания.

Полностью управляемая, спускаемая на кабеле компоновка электромеханического инструмента переключения высокой мощности с большим коэффициентом расширения

Томас Маучьен, Брендон Криста, Аманда Оливио, Райан Вандер Пуртен, Тодор Шейретов, Schlumberger

В докладе представлен переключающий инструмент типоразмера 53,9 мм с новыми электромеханическими механизмами переключения и якорения с инновационной конструкцией соединения компонентов. Инструмент может проходить через сужения колонны 55,9 мм и использоваться в обсадных трубах с внутренним диаметром до 127 мм. Модуль якоря выдерживает нагрузку 26,8 т на протяжении всего цикла открытия, а инструмент переключения обеспечивает передачу осевого усилия открытия/закрытия 7,1 т на гидравлический рычаг.

contact, and to detail a case study of inspecting a landing nipple profile.

Mechanical finger type caliper devices cannot measure internal diameters unless physically in contact with the surface and this is not possible at all times. An alternative to physical measurement is to reflect a projected beam of acoustic energy from the target and, knowing the speed of sound of the well fluid, calculate an ID measurement. Using a number of ultrasonic transducers allows beamforming techniques to precisely focus the sound to produce good resolution. The ultrasound tool uses a circumferentially arranged band of 288 sensors that operate in a phased array to determine accurate ID of even very complex profiles.

A landing nipple is a component that is designed for the installation of flow control devices in a well completion and comprises a seal area and a lock profile. The dimensions of these faces are very precisely controlled during manufacture because the device being installed, such a safety valve, must fit perfectly in order to provide a seal and mechanical attachment. If the lock profile, for example, becomes damaged or eroded than there is a chance of the safety valve being ejected from the nipple. The 288 transducer array of the ultrasound tool provides a circumferential spacing of 1.25° between measurements; ensuring even small defects can be detected. Following a laboratory test of a representative landing nipple under controlled conditions to verify the tool performance, a number of landing nipples were inspected in a field where erosion was suspected. The tool was able to accurately map the complex locking profile and to measure the dimensions to within a hundredth of an inch in each case, giving the operator confidence that the correct locks were being used to install the safety valves.

The unique properties of focused ultrasound allow the mapping and verification of even complex machined components while they are still downhole. With 288 circumferential readings, high resolution measurements are possible to an accuracy of a fraction of a millimetre raising the possibility of engineering a solution to a given problem rather than resorting to the expensive option of replacing the completion.

Wireline Electromechanical Shifting Tool with Large Expansion Ratio and Fully Controllable High-Force Capability

Thomas Mauchien, Brandon Christa, Amanda Olivio, Ryan Vander Poorten, Todor Sheiretov, Schlumberger

New electromechanical anchoring and shifting mechanisms for a 2 1/8-in. wireline

Спускаемые на кабеле инструменты переключения применяются для управления сдвижными муфтами ГРП, извлечения пробок, проведения ловильных работ и других операций, требующих большого осевого усилия. Такие инструменты находят все более широкое применение благодаря возможности передавать на забой усилие, сопоставимое с усилием, передаваемым при спуске на трубах. Кроме того, инструмент обеспечивает легкое управление компоновкой и мониторинг забойных данных в режиме реального времени. В некоторых случаях при спуске инструмента на необходимый участок обсадной колонны большого диаметра необходимо сначала пройти через сужение колонны, после чего инструмент должен расшириться до большого диаметра. Этот показатель называется коэффициентом расширения. Однако увеличение коэффициента расширения приводит к снижению величины передаваемого осевого усилия. Новая конструкция модулей якорения и переключения обеспечивает высокий коэффициент расширения, сохраняя при этом способность передавать большое осевое усилие.

В докладе представлены технические решения многочисленных проблем, возникающих при проектировании конструкции спускаемой на кабеле компоновки, которая включает модуль якорения, модуль линейного привода и инструмент для переключения. Модуль якорения позволяет выдерживать постоянную радиальную нагрузку независимо от диаметра ствола скважины. Как и любое другое внутрискважинное оборудование, инструмент переключения должен отвечать следующим условиям: спуск без прихватов, безотказная эксплуатация и возможность полной деактивации рычагов до величины наружного диаметра инструмента в случае потери мощности даже в условиях большого скопления шлама. Кроме того, необходимо сохранить целостность колонны, в которую устанавливается якорь. На усилие якорения не должно влиять толкающее/тяговое усилие модуля линейного привода. Для восприятия больших изгибающих нагрузок, которые могут возникать под действием осевых нагрузок, якорная система должна быть оборудована центратором. Якорь и инструмент переключения должны обладать характеристиками, обеспечивающими надежное извлечение из скважины даже при наличии ограничений в стволе. В компоновке должны быть датчики осевого усилия и усилия открытия, а также система передачи забойных данных в режиме реального времени. Встроенное программное обеспечение позволяет системе реагировать на показания датчиков в диапазоне сотен миллисекунд для эффективного и высокоточного управления инструментом. В статье представлены примеры применения инструмента для решения различных задач.

Новые разработки, представленные в данной статье, позволяют расширить область применения механических инструментов, спускаемых на кабеле, в скважинах, где спуск такого оборудования ранее был невозможен. Более широкое применение инструментов, спускаемых на кабеле, приведет к сокращению длительности работ и повышению эффективности и надежности операций доставки приборов с помощью менее затратного метода спуска на кабеле.

shifting tool employ innovative linkage designs to enable passage through 2.2-in.-diameter restrictions and deployment in casings up to 5.0-in. inner diameter. The anchoring system delivers 60,000-lbf force through the entire opening range, and the tool provides more than 16,000 lbf of linear actuation force to the pressure- activated shifter.

Using wireline shifting tools for sliding sleeves, pulling plugs, fishing, and other operations requiring high axial forces is becoming more common because the tools generate forces comparable with surface-controlled pipe-conveyed devices while offering excellent operational control and real-time feedback downhole. Because operations may include going through a small-diameter restriction before shifting in a larger borehole, tools must open to a large diameter, a property known as the expansion ratio. However, as the expansion ratio increases, the ability of conventional tools for generating large linear forces diminishes. New anchor and shifting designs feature large expansion ratios while preserving the ability to deliver large linear loads.

Solutions are presented to the numerous challenges of the design for a wireline toolstring typically including an anchor, linear actuator, and shifting tool. The anchoring system has the capability to apply constant radial force that is independent of the borehole size. As with all intervention tools, it cannot stick to the tubular and must be fail-safe and fully retractable within the tool outside diameter (OD) in case of a power loss, even in high-debris environments. Integrity of the tubular where the anchor is set must be maintained. The anchoring force must not be influenced by the axial push/pull force of the linear actuator. Self-centralization of the anchoring system is needed to eliminate the large bending forces that would otherwise occur from the linear actuator action. Both the anchor and shifting tool must have features that enable pulling them out of hole reliably, even through a restriction. Force and opening displacement sensors are important in giving real-time feedback of the state of the system. In combination with integrated firmware, this enables the system to react to events in the hundred-milliseconds range for effective, high-accuracy operations. Examples are presented for tool usage for specific applications.

The novel designs presented in this paper expand the operating envelope of mechanical services on wireline to operations in wells that were previously not serviceable by such tools. Wider application of wireline tools will lead to reduced operational time and bring an increased success rate and intervention reliability on a lower cost conveyance platform.

НОЦ «Промысловая химия» ведет широкий спектр исследований

SEC "Commercial Chemistry" Conducts a Wide Range of Research

*Гость номера – **Любовь Абдулаевна Магадова**, директор НОЦ «Промысловая химия», д. т. н., профессор кафедры технологии химических веществ для нефтяной и газовой промышленности РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина.*

*Guest of the issue – **Lyubov Abdulaevna Magadova**, Director of the SEC "Commercial Chemistry", Doctor of Technical Sciences, Professor of the Department of Chemicals Technology for the Oil and Gas Industry of the National University of Oil and Gas "Gubkin University" (Gubkin University).*

Л.А. Магадова родилась в 1953 году. В 1975 году окончила Московский институт нефтехимической и газовой промышленности имени И.М. Губкина по специальности «технология основного органического и нефтехимического синтеза» и поступила на работу в Научно-исследовательский институт органических полупродуктов и красителей (НИОПиК). Несколько лет являлась старшим инженером на Долгопрудненском химическом заводе тонкого органического синтеза (ДХЗ ТОС). В течение 20 лет работала во Всесоюзном нефтегазовом институте (ВНИИнефть), а затем РМНТК «Нефтеотдача». Начала с должности младшего научного сотрудника в лаборатории вскрытия пласта, стала позднее заведующей сектором физико-химических исследований. Защитила кандидатскую диссертацию на тему «Совершенствование технологии гидравлического разрыва пласта на основе разработки рецептур термостабильных гелеобразующих жидкостей разрыва для низкопроницаемых терригенных коллекторов Западной Сибири» по специальности «разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений».

В 1999 году стала заместителем, а в 2006 году – техническим директором ЗАО «Химеко-ГАНГ». Основным видом деятельности предприятия является выпуск химических реагентов для нефтегазодобычи.

С 1999 года Любовь Абдулаевна работает в РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, с 2001 года – заместитель директора Института промысловой химии при РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, в настоящее время – директор научно-образовательного центра «Промысловая химия», с 2009 года – профессор кафедры технологии химических веществ для нефтяной и газовой промышленности.

Лауреат премии Правительства Российской Федерации в области науки и техники (2000 год).

В 2007 году защитила докторскую диссертацию на тему: «Разработка жидкостей разрыва на водной и углеводородной основах и технологий их применения для совершенствования процесса гидравлического разрыва пласта» по специальности «коллоидная химия и физико-химическая механика».

Автор более 180 научных работ, 40 патентов на изобретение. Область научных интересов – промысловая химия, реагенты и технологии для интенсификации добычи нефти, повышения нефтеотдачи пласта, подготовки нефти.

Л.А. Магадова участвовала в разработке и внедрении ряда реагентов для технологий повышения нефтеотдачи пласта и увеличения производительности скважин. Разработанные реагенты: жидкости для гидравлического разрыва пласта на углеводородной и водной основах, кислотные композиции для обработок терригенных и карбонатных коллекторов, водоизолирующие составы и жидкости глушения для ремонта скважин применяются в различных нефтегазодобывающих предприятиях как в России (Западная Сибирь, Татарстан, Коми, Оренбургская область, Ставропольский край, Краснодарский край и др.), так и в республиках СНГ (Казахстан, Беларусь, Украина, Туркменистан).

L.A. Magadova was born in 1953. In 1975 she graduated from Moscow Institute of Petrochemical and Gas Industry, where she studied the technology of organic and petrochemical synthesis. The very same year she was employed by Organic Intermediate Products and Colorants R&D Institute. For several years she worked at Dolgoprudnensk Chemical Plant of Fine Organic Synthesis. Then, for 20 years she was an employee of All-Union Oil and Gas Institute and Nedteotdacha Scientific and Technical Complex.

She started from the position of junior researcher of drilling-in laboratory and later became the head of the sector of physical and chemical researches, where she defended the thesis: "Improvement of technologies of fracturing and the basis of developing the recipes of heat-proof gel-forming fracturing liquids for low permeability terrigenous reservoirs of Western Siberia".

In 1999 she became a deputy director and in 2006 a technical director of Khimeko-GANG CJSC. Its main type of activity was creation of chemical reagents for O&G production.

In 1999 she was employed by National University of Oil and Gas "Gubkin University" (Gubkin University). In 2001 she became a deputy director of the Institute of Industrial Chemistry at I.M. Gubkin Russian State Oil and Gas University. In 2009 she was appointed professor of the chair of technologies of chemical substances for O&G industry. At the moment she is a director of the Industrial Chemistry Scientific and Educational Center.

Magadova is a laureate of the Premium of the Government of Russian Federation in Science and Technologies (2000). In 2007 she defended the doctoral thesis "Developing of water and hydrocarbon fracturing liquids and technologies of their application for improvement the fracturing process".

She is an author of 180 scientific studies, 40 invention patents. The sphere of her scientific interests includes industrial chemistry, reagents and technologies for stimulation of oil recovery, production enhancement and oil preparation. She took part in the development and launch of reagents for production enhancement and well productivity breakthrough technologies. She developed the following reagents: liquids for water and hydrocarbon fracturing, acid compositions for treating terrigenous and carbonate collectors, water isolation compositions and killing liquids for well service. They are applied by various O&G producers in Russia (Western Siberia, Tatartstan, Komi, Orenburg Region, Stavropol Territory, Krasnodar Territory, etc.), and CIS (Kazakhstan, Belarus, Ukraine, Turkmenistan).

«Время колтюбинга»: Любовь Абдулаевна, наш журнал неоднократно информировал читателей о разработках НОЦ «Промысловая химия». Какие направления исследований стали особенно актуальными в последнее время?

Любовь Магадова: Мы развиваем широкий спектр направлений. Но если раньше мы делали основной упор на разработку реагентов для нефтегазодобычи, в частности, для повышения нефтеотдачи пласта, кислотных обработок, гидроразрыва пласта, то сейчас наши исследования фокусируются на химизации. Мы и раньше исследовали реагенты для химизации, но с недавнего времени занялись их разработкой.

ВК: О каких именно реагентах для химизации идет речь?

Л.М.: Это прежде всего различные ингибиторы: ингибиторы солеотложения, ингибиторы парафиноотложения, ингибиторы коррозии. В настоящее время мы работаем над этой тематикой, но в наших планах и другие новые направления. Поскольку в наших лабораториях нет специального оборудования для биологических изысканий, мы не можем исследовать бактерициды, но что касается химических реагентов, то все их группы нами сейчас рассматриваются в качестве объектов изучения.

ВК: Какие направления нефтепромысловой химии Вы бы выделили в качестве наиболее перспективных?

Л.М.: Очень перспективным направлением в области кислотных обработок мы видим щадящие кислоты замедленного действия, а также щадящие жидкости, реагенты, которые не нанесут вреда ни пласту, ни скважине, а будут иметь временное действие, как, например, жидкости глушения, которые можно удалить, не вызвав снижения дебита. А не так, как нередко случается: заглушили скважину, провели ремонт, а потом длительное время выводят скважину на режим. Разработанные в нашем Центре системы жидкостей позволяют не только легко выходить на режим, но и удалять все остатки полисахаридных жидкостей из пласта, разложив их до воды. Это стало возможно потому, что мы используем в своих системах жидкостей реагенты энзимного типа. Удалять остатки полисахаридных жидкостей очень важно и для операций ГРП, и для бурения, потому что неразложившиеся элементы полисахаридов, остающиеся в пласте, ухудшают его коллекторские свойства. Мы научились разрушать такую органику, причем реагенты (энзимы) используются российского производства. Это очень важный шаг вперед, потому что до наших композиций не существовало отечественных эффективных энзимных деструкторов.

Coiled Tubing Times: Lyubov Abdulaevna, our journal has repeatedly informed readers about the developments of the SEC "Commercial Chemistry". What areas of research have become particularly relevant lately?

Lyubov Magadova: We are developing a wide range of areas. But if earlier we focused on the development of reagents for oil and gas production, in particular, to improve oil recovery, acid treatments, hydraulic fracturing, now our research focuses on the chemicalization. We have previously investigated chemicals for chemicalization, but more recently we have been developing them.

CTT: What chemicals for chemicalization are we talking about?

L.M.: First of all, various inhibitors: scale inhibitors, paraffin inhibitors, corrosion inhibitors. We are currently working on this topic, but we also have other projects and plans. Since in our laboratories there is no special equipment for biological research, we cannot investigate bactericides, but as regards chemical reagents, we now consider all of their groups as objects of study.

CTT: Which areas of oilfield chemistry would you identify as the most promising?

L.M.: A very promising direction in the field of acid treatments is light acid treatment using retarded acid, as well as sparing liquids, reagents that will not harm either the reservoir or the well, but will have a temporary effect, such as, for example, killing liquids, which can be removed without causing a reduction in flow rate. And not as often happens: they shut down the well, carried out well servicing, and then for a long time the well was put into operation. The systems of liquids developed in our Center allow not only to easily enter the regime, but also to remove all the remnants of polysaccharide fluids from the reservoir, spreading them to water. This became possible because we use enzyme type reagents in our fluid systems. Removing the remains of polysaccharide fluids is very important both for hydraulic fracturing and drilling operations, because the undecomposed elements of polysaccharides remaining in the reservoir impair its reservoir properties. We have learned to destroy such organic matter, and the reagents (enzymes) are used in Russia. This is a very important step forward, because before our compositions there were no domestic effective enzyme destructors.

Разработанные в нашем Центре системы жидкостей позволяют не только легко выходить на режим, но и удалять все остатки полисахаридных жидкостей из пласта, разложив их до воды.

The systems of liquids developed in our Center allow not only to easily enter the regime, but also to remove all the remnants of polysaccharide fluids from the reservoir, spreading them to water.

CTT: Are import-substituting agents used in the compositions?

L.M.: These are domestic reagents that were created

ВК: Реагенты в композициях применяются импортозамещающие?

Л.М.: Это отечественные реагенты, которые были созданы для других, не нефтепромысловых, целей. Мы их доработали, адаптировали и сейчас активно используем в различных процессах нефтегазодобычи. Наши композиции представляют собой щадящие системы для удаления различных видов осадков.

ВК: Какие перспективные разработки намечаются или уже ведутся в НОЦ «Промысловая химия»?

Л.М.: У нас в проекте разработка составов для удаления осадков или отложений, например, таких сложноудаляемых, как сульфат бария, который практически невозможно растворить. Для этих целей обычно используется многоэтапная обработка поочередно щелочным и кислотным составами. Но, по нашему мнению, для удаления таких осадков значительно эффективнее применять комплексоны в различных системах, в различных жидкостях. Также у нас есть очень интересная разработка: использование вязкоупругих поверхностно-активных веществ (ВУПАВ) для проведения ГРП. Если раньше мы использовали, допустим, 10% ПАВ для того, чтобы получить высоковязкие системы, то теперь за счет того, что мы научились сшивать вязкоупругие ПАВ, требуемые концентрации в разы уменьшились. Поэтому использование ВУПАВ для проведения ГРП становится экономически целесообразным.

ВК: Гордостью Центра является лаборатория по изучению проппантов. Какие направления исследований там ведутся в настоящее время?

Л.М.: К сожалению, произошло очень неприятное событие. Над лабораторией, где проводились исследования проппантов, в апреле случился пожар, при тушении которого наша лаборатория оказалась залита, и теперь у нас нет помещения для работы. Практически все оборудование удалось спасти, потому что наши студенты, аспиранты, сотрудники успели эвакуировать их в другие помещения Центра. А на следующий день, в субботу, все вышли на ликвидацию последствий этого чрезвычайного происшествия.

ВК: Нельзя не восхититься самоотверженностью Вашей команды! Не сомневаюсь, что работоспособность лаборатории будет восстановлена.

Л.М.: Да, наши студенты и сотрудники спасли всё, что можно было спасти.

ВК: В каком направлении, по Вашему мнению, будут развиваться технологии ГРП?

Л.М.: У нас ведется много работ по тематике ГРП. Актуальность им придает еще и то, что предстоит разрабатывать баженовскую свиту, ачимовские

for other, non-oilfield, purposes. We have refined them, adapted them and are now actively using them in various processes of oil and gas production. Our compositions are gentle systems for removing various types of sediments.

CTT: What promising developments are being planned or are already underway at the SEC "Commercial Chemistry"?

L.M.: We have in our project the development of compositions for the removal of sediments or deposits, for example, such hard-to-remove ones as barium sulfate, which is almost impossible to dissolve. For these purposes, multi-stage treatment is alternately used with alkaline and acidic compounds. But, in our opinion, it is much more efficient to use complexons in various systems and in various liquids to remove such precipitates. We also have a very interesting development: the use of viscoelastic surfactants (VES) for hydraulic fracturing. If earlier we used, say, 10% surfactant in order to obtain highly viscous systems, now due to the fact that we have learned how to stitch viscoelastic surfactants, the required concentrations have decreased several times. Therefore, the use of VES for hydraulic fracturing becomes economically viable.

CTT: The center of the Center is the proppant laboratory. What research areas are currently being conducted there?

L.M.: Unfortunately, a very unpleasant event occurred. Above the laboratory where the proppant studies were conducted, in April, there was a fire, during the suppression of which our laboratory was flooded, and now we have no room to work. Almost all the equipment was saved, because our students, graduate students, staff managed to evacuate them to other premises of the Center. And the next day, on Saturday, everyone came out to eliminate the consequences of this emergency.

CTT: You can not but admire the dedication of your team! I have no doubt that the working capacity of the laboratory will be restored.

L.M.: Yes, our students and staff saved everything that could be saved.

Очень интересная разработка: использование вязкоупругих поверхностно-активных веществ (ВУПАВ) для проведения ГРП.

Very interesting development: the use of viscoelastic surfactants (VES) for hydraulic fracturing.

CTT: In what direction, in your opinion, will hydraulic fracturing technology develop?

L.M.: We have a lot of work on the topic of hydraulic fracturing. The fact that they have to develop the Bazhenov Formation, the Achimov deposits – layers, which are distinguished by the fact that high-viscosity systems are not required there, also make them relevant. They need high rates of injection of liquids. Gazprom Neft, for example, suggests switching to a pumping rate of 12–16 m^3

отложения – пласты, которые отличаются тем, что там не требуются высоковязкие системы. Там нужны высокие темпы закачки жидкостей. Компания «Газпром нефть», например, предлагает перейти на темп закачки 12–16 м^3 в минуту. Это потребует использования другого состава флота ГРП, иных режимов работы, новых параметров жидкости. Концентрации проппанта должны быть сохранены, но вязкость станет ниже, и системы будут использоваться другие. Во флотах ГРП нужно увеличить количество насосных установок, они должны быть высокой мощности, чтобы обеспечивать подачу жидкости с большой скоростью. А поскольку ожидаются массированные работы, то и самих флотов должно быть много.

ВК: По всей вероятности, грядут технологические прорывы. Что, по Вашему мнению, нужно для того, чтобы они были успешными?

Л.М.: Нужны новые флоты ГРП, новые технологии. Рассматриваются технологии проведения ГРП на сжиженных газах или с применением сжиженного газа, с использованием попутного газа. Всё это актуально именно для баженовской свиты, ачимовских и доманиковых отложений, разработка которых потребует инноваций и в конструкциях флота ГРП, и в технологиях жидкостей.

ВК: При каких экономических условиях такие инновации будут востребованы?

Л.М.: Они будут оправданны только в случае предоставления соответствующих льгот на разработку подобных месторождений. В противном случае разработка будет невозможна. Хорошо, что в правительстве это понимают.

ВК: Много вопросов оставила история с загрязненной хлорорганическими соединениями нефтью в нефтепроводе «Дружба». Как Вы считаете, можно ли было предотвратить попадание хлорорганики на НПЗ, проведя своевременный анализ сырья?

Л.М.: Это были точечные вливания, которые невозможно отследить существующим методом анализа, поскольку сплошной анализ не производится. Отдельная пачка нефти не попала под анализ и дошла до НПЗ в Беларуси.

ВК: А насколько информативным бывает анализ нефти в трубопроводе?

Л.М.: Это очень важная проблема, которой мы тоже занимаемся. Существующая хроматографическая методика оценки хлорорганических соединений в нефти не совершенна. Для корректного использования этого метода нужно иметь отдельную идентификацию в базе данных на каждое хлорорганическое соединение, которое может находиться в нефти. И сейчас стоит вопрос о том,

Во флотах ГРП нужно увеличить количество насосных установок, они должны быть высокой мощности, чтобы обеспечивать подачу жидкости с большой скоростью. А поскольку ожидаются массированные работы, то и самих флотов должно быть много.

In hydraulic fracturing fleets it is necessary to increase the number of pumping units; they must be of high power in order to provide high-velocity fluid. And since massive work is expected, the fleets themselves should be plenty.

per minute. This will require the use of a different composition of the hydraulic fracturing fleet, other modes of operation, and new fluid parameters. Concentrations of proppant should be maintained, but viscosity will be lower, and others will be used. In hydraulic fracturing fleets it is necessary to increase the number of pumping units; they must be of high power in order to provide high-velocity fluid. And since massive work is expected, the fleets themselves should be plenty.

CTT: In all likelihood, technological breakthroughs are coming. What do you think is necessary for them to be successful?

L.M.: We need new hydraulic fracturing fleets, new technologies. The technologies for conducting hydraulic fracturing on liquefied gases or using liquefied gas using associated gas are considered. All this is relevant specifically for the Bazhenov Formation, Achimov and Domanik sediments, the development of which will require innovation in the structures of the hydraulic fracturing fleet and in fluid technology.

CTT: Under what economic conditions will such innovations be in demand?

L.M.: They will be justified only in the case of the provision of appropriate incentives for the development of such deposits. Otherwise, development will be impossible. It is good that the Government understands this.

CTT: A lot of questions were left by the story of oil contaminated with organochlorine compounds in the Druzhba pipeline. Do you think it was possible to prevent organochlorine from entering the refinery by conducting timely analysis of raw materials?

L.M.: It was a point infusion, which cannot be traced by the existing method of analysis, since a continuous analysis is not performed. A separate pack of oil did not fall under the analysis and reached the refinery in Belarus.

CTT: How informative is oil analysis in a pipeline?

L.M.: This is a very important issue that we also deal with. The existing chromatographic method for assessing organochlorine compounds in petroleum is not perfect. To correctly use this method, you need to have a separate identification in the database for each

чтобы разрабатывать другой метод, например, с использованием рентгенофлуоресцентного анализа, который дает возможность определять хлор из любого хлорорганического соединения.

ВК: То есть в принципе подобные загрязнения реально отследить?

Л.М.: Отследить очень сложно, нужно соблюдать требования к используемым в отрасли реагентам. А вот определить весь хлор, содержащийся в хлорорганических соединениях, растворенных в нефти, реально. Сейчас мы как раз над этим работаем совместно со структурами, которые занимаются анализом. Возможно, это будет совместная разработка совершенно новой методики.

ВК: Вы являетесь профессором кафедры технологии химических веществ для нефтяной и газовой промышленности. Магистранты и аспиранты Вашей кафедры активно занимаются научными исследованиями, о чем свидетельствует, в частности, программа VI Международной (XIV Всероссийской) научно-практической конференции «Нефтепромысловая химия», на которой ряд нынешних воспитанников кафедры выступали с содержательными, очень взрослыми докладами, освещающими конкретные проблемы. Как бы Вы охарактеризовали нынешнюю молодую смену?

Л.М.: У нас замечательная молодежь! Конференцию «Нефтепромысловая химия» мы проводим в первую очередь для молодых ученых, потому что так они получают опыт, когда специалисты из отрасли напрямую вопросы задают, на которые они должны уметь отвечать. Это очень важно для их роста, для того, чтобы они состоялись как профессионалы. Отрадно, что возобновились производственные практики в компаниях, что наши студенты выезжают на предприятия. Сейчас их приглашают на практику «РУСВЬЕТПЕТРО», «Сургутнефтегаз», «ЛУКОЙЛ» и другие компании.

ВК: И присматривают для себя лучших.

Л.М.: Да, могут сманить. Но мы никого не удерживаем. В этом году у меня две выпускницы-магистрантки. Мы были уверены, что они пойдут в аспирантуру, и вдруг одна девочка говорит, что ее приглашают на предприятие. Я сказала ей, что это должно быть ее решение. Если захочет учиться дальше, сможет поступить в заочную аспирантуру.

ВК: Вот так и создается команда, формируется научная школа. Успехов Вам и Вашим соратникам!

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

Рассматриваются технологии проведения ГРП на сжиженных газах или с применением сжиженного газа, с использованием попутного газа.

The technologies for conducting hydraulic fracturing on liquefied gases or using liquefied gas using associated gas are considered.

organochlorine compound that may be in oil. And now the question is whether to develop another method, for example, using X-ray fluorescence analysis, which makes it possible to determine chlorine from any organochlorine compound.

CTT: That is, in principle, such pollution can actually be traced?

L.M.: It is very difficult to track, you need to comply with the requirements for reagents used in the industry. But to determine all the chlorine contained in organochlorine compounds dissolved in oil is real. Now we are working on this together with the structures that are engaged in the analysis. Perhaps this will be a joint development of a completely new methodology.

CTT: You are a professor in the department of chemical technology for the oil and gas industry. Graduate and postgraduate students of your department are actively engaged in scientific research, as evidenced, in particular, by the program of the VI International (XIV All-Russian) scientific-practical conference "Oilfield Chemistry", at which a number of current pupils of the department delivered informative, very adult reports highlighting specific problems . How would you characterize the current young shift?

L.M.: We have wonderful youth! We hold the conference "Oilfield Chemistry", first of all, for young scientists, because in this way they get experience when experts from the industry ask questions directly, which they should be able to answer. It is very important for their growth, so that they take place as professionals. It is gratifying that production practices in companies have resumed, that our students are going to enterprises. Now they are invited to practice "RUSVIETPETRO", "Surgutneftegaz", "LUKOIL" and other companies.

CTT: And look out for the best.

L.M.: Yes, they can. But we do not hold anyone. This year I have two graduate graduate students. We were sure that they would go to graduate school, and suddenly one girl said that she was invited to the company. I told her that this must be her decision. If she wants to study further, she can enroll in correspondence graduate school.

CTT: This is how a team is created, a scientific school is being formed. Successes to you and your colleagues!

Interviewer – Halina Bulyka, Coiled Tubing Times

реклама

МНОГООСНЫЕ

Cummins

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

СПЕЦШАССИ РИАТ

▲ НАДЁЖНОСТЬ ▲ ВЫНОСЛИВОСТЬ ▲ МОЩНОСТЬ

ДЛЯ НЕФТЕСЕРВИСА

ИМПОРТО-ЗАМЕЩЕНИЕ

ОАО РИАТ

RIATAUTO.RU

запросить спецпредложение ▶ ksm@riat.ru

+7 (8552) 30-51-36

Разработка месторождений горизонтальными скважинами с проведением МСГРП

Н.В. Паршин, главный инженер,
ООО «НК «Югранефтепром»

Разработка месторождений горизонтальными скважинами с проведением многостадийного гидроразрыва пласта (МСГРП) постепенно переходит из разряда сложных в стандартные методы. Однако серьезные ограничения для развития этого метода возникли при введении санкционных ограничений. Российские недропользователи столкнулись с проблемой отсутствия на рынке отечественного оборудования заканчивания скважин для проведения МСГРП. Первыми эту задачу решили одни из лидеров отечественной нефтяной промышленности компания ЗАО «СП «МеКаМинефть» и ПАО «ЛУКОЙЛ». ЗАО «СП «МеКаМинефть», обладающее собственными флотами ГРП, ГНКТ и производственными мощностями на базе завода «Р-Фактор», получило задание на разработку полного комплекта скважинного и сервисного оборудования для проведения МСГРП с управляемыми многоразовыми портами, открываемыми/закрываемыми установкой ГНКТ с поверхности. ПАО «ЛУКОЙЛ» в лице своего дочернего предприятия ООО «РИТЭК» предоставило скважины для отработки технических решений и проведения опытно-промышленных работ по испытанию оборудования. Специалисты ООО «РИТЭК» приняли непосредственное участие в исправлении выявленных в ходе первых испытаний конструкторских и технологических недостатков разработанного оборудования и доведения его до серийного производства.

Пласт АС3 на месторождении им. Виноградова относится к объектам с трудноизвлекаемыми запасами нефти. Данный пласт требует нестандартного подхода к выбору системы разработки и метода стимуляции пласта АС3. По результатам проведенных исследований геологических и гидродинамических моделей принято решение, что оптимальная конструкция скважины – это горизонтальная скважина с длиной горизонтального участка от 1100 до 1600 м, а система заканчивания представляет собой конструкцию, позволяющую провести многостадийную стимуляцию горизонтального участка.

В результате совместной работы летом 2019 года на месторождении им. В.Н. Виноградова впервые в России проведены успешные работы по проведению 16-стадийного ГРП с применением управляемых муфт, полностью произведенных на территории Российской Федерации, в Нижневартовске, на заводе «Р-Фактор». В состав компоновки входят: пакер подвески хвостовика, активируемый гидравлическим посадочным инструментом, заколонные гидромеханические пакеры, многоразовые муфты ГРП, активационная муфта и сопутствующие элементы конструкции, а также гидравлический инструмент (ключ) для открытия/закрытия муфт МСГРП, управляемый установкой ГНКТ диаметром 2” (50,8 мм).

Использование ГНКТ при проведении МСГРП стало возможным благодаря внедрению

крестовины с протектором для ГНКТ (пр-во «Р-Фактор»). Протектор служит для защиты ГНКТ от эрозии проппантом при МСГРП.

Наличие ГНКТ на кустовой площадке позволяет немедленно провести промывку в случае получения преждевременного «стопа» и оставления проппанта в скважине.

Применение бесшаровой технологии имеет ряд существенных преимуществ, а именно: возможность проведения повторного гидроразрыва – рефрака, равнопроходной внутренний диаметр хвостовика и т. д.

Инженеры и специалисты конструкторско-технологического бюро «Р-Фактор» провели колоссальную работу по разработке оптимальной конструкции всех элементов оснастки системы заканчивания. Работы по улучшению элементов заканчивания проводятся постоянно.

ООО «РИТЭК» осуществляло приемку и проведение заводских испытаний с имитацией скважинных условий каждого элемента конструкции, и только после этого оборудование было допущено до скважинных испытаний. Оборудование проходило испытания в условиях рабочих давлений до 600 атм и температуре до 150 градусов.

В течение двух месяцев введены в эксплуатацию 6 скважин с проведением 16-зонных МСГРП, полностью оборудованных отечественным оборудованием. Первые скважинные испытания признаны успешными.

РИТЭК и МеКаМи имеют долгосрочный партнерский контракт по дальнейшей доработке и развитию технологии проведения МСГРП с применением управляемых муфт и масштабному внедрению разработанной технологии.

Пожелаем им дальнейших высоких производственных результатов и дальнейших успехов в развитии новых технологий!!!

«КОИЛТЕК»: НАША ЦЕЛЬ – МАКСИМАЛЬНО ПРОДЛИТЬ ПРОИЗВОДСТВЕННУЮ ЖИЗНЬ КОЛТЮБИНГОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

*На вопросы журнала «Время колтюбинга. Время ГРП» отвечает **В.В. Струнин**, генеральный директор компании «КОИЛТЕК».*

«Время колтюбинга»: Владимир Викторович, познакомьте читателей с Вашей компанией. Когда она была образована?

Владимир Струнин: Компания «КОИЛТЕК» вышла на рынок в мае 2018 года. Можно сказать, что мы очень молоды в рамках бизнеса, но успешно развиваемся в нескольких направлениях. Цель нашей компании – максимально продлить производственную жизнь оборудования комплекса ГНКТ, снизить затраты и простой оборудования заказчика по причине поломки или ожидания запчастей.

ВК: Какие виды сервиса оказывает компания? Какие виды оборудования обслуживает?

В.С.: У компании две ветви сервиса: регламентированное сервисное обслуживание ГНКТ и первый в России онлайн-магазин запчастей для них.

Основная задача, стоящая перед компанией, – это оперативно за адекватные деньги предоставить заказчику качественные запчасти.

Вторая – оказать сервис по вызову, регламентированное обслуживание оборудования во время всего цикла эксплуатации, авариный ремонт, капитальный ремонт.

Важным пунктом является пусконаладка нового и бывшего в употреблении оборудования. Такой сервис мы готовы предоставить на всей территории РФ и СНГ.

Также мы помогаем заказчикам подобрать оптимальное оборудование с максимальным снижением затрат на обслуживание в будущем.

Кстати, оценка оборудования с пробегом – это одно из направлений нашего бизнеса. Мы делаем глубокое тестирование оборудования и даем реальную оценку состояния техники до покупки, что значительно снижает риски заказчика.

ВК: Какие конкурентные преимущества у компании «КОИЛТЕК»?

В.С.: Кратко их перечислю:

1. Мы имеем прямые поставки из США, Европы, Китая по желанию заказчика.
2. Налажено производство запасных частей.
3. Вся продукция проходит проверку отдела технического контроля (ОТК) перед отправкой заказчику.
4. Основным конкурентным преимуществом нашей компании является скорость выполнения заказа.

ВК: Как организован процесс от принятия заявки до сдачи готовой работы заказчику?

В.С.: Процессы от заказа до поставки продукции или услуг полностью автоматизированы.

Все процессы были продуманы до мелочей и реализованы в программе компании.

Оформление заказа онлайн занимает не более пяти минут. В нашем онлайн-магазине сейчас более 8000 товаров, и номенклатура будет расти.

Если действовать старым и проверенным методом по e-mail, то время принятия заказа составит не более минуты, а дальше начинается наша работа.

Срок предоставления коммерческих предложений – от 5 минут до 24 часов, все зависит от типа заказа и его объема.

ВК: Как организован ремонт оборудования ГНКТ и, в частности, мобильный ремонт такого оборудования?

В.С.: После поступления заказа и предоплаты наш специалист вылетает ближайшим рейсом в любую точку страны или СНГ. По прибытии на место его встречает заказчик и в зависимости от местоположения оборудования отвозит к установке. После осмотра установки проводится мобильный ремонт оборудования и составляется отчет для заказчика в бумажном и электронном виде.

Данное направление занимает не более 2% нашего бизнеса, практически во всех сервисных

компаниях есть механические службы. Скажу так, технику ремонтируют компании самостоятельно.

ВК: Сколько времени в среднем уходит на ремонт установки ГНКТ? На капитальный ремонт?

В.С.: Все зависит от типа проблем, от 3 до 120 часов. Влияют место ремонта, сложность, условия окружающей среды.

Капитальный ремонт установки может составлять 160–240 часов в зависимости от текущего состояния установки и наличия необходимых комплектующих.

ВК: Какие узлы и агрегаты оборудования ГНКТ наиболее часто требуют ремонта и замены?

В.С.: В России это инжекторы и гидравлика. Как ни странно, но техническое обслуживание (ТО) данного оборудования практически никто не делает своевременно.

ВК: Приведите примеры сложных и/или уникальных ремонтов, которые компании «КОИЛТЕК» удалось успешно выполнить.

В.С.: Как говорится, вскрытие покажет. Каждый ремонт уникален, так как уровень обслуживания оборудования и состояние техники в компаниях разные.

ВК: Какие советы Вы бы дали пользователям ГНКТ для того, чтобы оборудование служило дольше и реже требовало ремонта?

В.С.: Бюджет на обслуживание, «умные закупки», регулярные ТО.

ВК: Каковы планы компании «КОИЛТЕК» на ближайшее будущее? Какие новые предложения она готовится представить заказчикам?

В.С.: Не могу сказать все, но приоткрою чуть-чуть дверь. Сейчас работаем одновременно над тремя проектами, которые в будущем помогут сервисным компаниям ГНКТ эффективно конкурировать в своей отрасли. Когда наши предложения будут готовы, то вы, читатели журнала «Время колтюбинга. Время ГРП», узнаете об этом первыми.

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

ГНКТ в Украине: КУРС НА УСЛОЖНЕНИЕ РАБОТ

Coiled Tubing in Ukraine: FOCUS ON COMPLICACY OF OPERATIONS

Заинтересованность в колтюбинговой технологии и ее доказанная эффективность привели к тому, что всего за год – с 2017-го по 2018-й – количество колтюбинговых флотов в Украине практически удвоилось – с 13 до 25. Сервисные компании значительно расширили диапазон применения ГНКТ. Помимо операций по освоению скважин, колтюбинг стал незаменим и при выполнении технологически более сложных работ. В то же время на сервисном рынке Украины еще существует дефицит колтюбинговых флотов.

Наиболее распространенные работы, которые выполняют на скважинах с помощью ГНКТ, – это работы по очистке забоя скважины. Получив достаточный опыт в выполнении данного вида работ, сервисные компании убедились в функциональной и эксплуатационной гибкости колтюбингов и перешли к практическому освоению таких работ, как фрезерование, установка водоизоляционных мостов, гидропескоструйная перфорация.

В ООО «БТФ-КОЛТЮБИНГ» следующим шагом в применении ГНКТ называют выполнение геофизических работ с помощью гибкой трубы со встроенным геофизическим кабелем в скважинах со сложными профилями. В парке компании сейчас две колтюбинговых установки. Оценивая перспективы технологии, директор «БТФ-К» Валерий Довжок отмечает, что колтюбинговая технология практически незаменима в условиях существующего старого фонда скважин, которые требуют непрерывного выполнения разного рода работ для увеличения добычи углеводородов.

К числу наиболее востребованных операций с ГНКТ в ООО «Регион» относят: освоение скважины азотом, кислотные обработки пластов, в том числе в газовой среде под давлением, разбурку и установку цементных мостов, ловильные операции. По словам директора компании Петра Катеринчука, в настоящее время освоение скважин в большинстве случаев выполняется азотом, а не с помощью компрессора, как было ранее, поэтому количество операций по освоению будет увеличиваться. Пётр Катеринчук также отмечает, что «большинство скважин в Украине уже имеют свою историю эксплуатации и характеризуются низким пластовым давлением,

The engagement with coiled tubing technology and its proven efficiency led to the fact that in just a year — from 2017 to 2018 – the number of coiled tubing fleets in Ukraine almost doubled – from 13 to 25. Service companies significantly expanded the range of CT application. Besides well development operations, coiled tubing is indispensable when performing technologically more complex work. At the same time, Ukraine's service market still experiences a shortage of coiled tubing fleets.

The most common jobs using CT is borehole bottom cleaning. Having gained sufficient experience in this type of work, service companies realized the functional and operational flexibility of coiled tubing and proceeded to the practical development of such works as cutting, installation of waterproof bridges, hydrosand-blast perforation of borehole.

> Всего за год – с 2017-го по 2018-й – количество колтюбинговых флотов в Украине практически удвоилось.
>
> In just a year — from 2017 to 2018 – the number of coiled tubing fleets in Ukraine almost doubled.

For the BTF-K company, the next step in the application of the CT is geophysical work using a coiled tubing with an integrated geophysical cable in wells with complex profiles. The company's fleet accounts for two coiled tubing units. Assessing the prospects of technology, BTF-K CEO Valery Dovzhok notes that coiled tubing technology is almost indispensable under the existing old stock of wells that require continuous performance of various kinds of work to increase hydrocarbon production.

The most common operations using coiled tubing in the Region company include: the development of the well with nitrogen, acid treatments of formations, including in a gaseous environment under pressure, plugging and installation of cement bridges, fishing operations. According to CEO of the company Petr Katerinchuk, well development now, in most cases, is carried out with nitrogen, and not with the help of a compressor, as it was before, therefore the number of

Наиболее распространенные работы, которые выполняют на скважинах с помощью ГНКТ, – это работы по очистке забоя скважины.

The most common jobs using CT is borehole bottom cleaning.

поэтому перспективно выполнять эти работы без глушения». По его мнению, компании уже пришли к пониманию, что кислотные обработки в газовой среде (без глушения скважины) – это оптимальное решение и данное направление применения ГНКТ будет развиваться и дальше.

В распоряжении ООО «ТАКРОМ УКРАИНА» сейчас четыре колтюбинговых флота. Основные работы, которые компания выполняет, – промывка проппантных пробок, очищение ствола скважины, очищение и осушение скважины. Среди новых направлений применения ГНКТ – выполнение многостадийного ГРП с последующей фрезеровкой пробок. В компании также считают эту технологию перспективной.

В то же время обращают внимание на ряд сложностей, с которыми приходится сталкиваться сервисным компаниям в Украине. Прежде всего, это отсутствие подъездных путей к объектам проведения работ. Как следствие, это приводит к простоям и дорогостоящему ремонту техники.

Вторая проблема, с которой сталкивается непосредственно заказчик, – это трудности

development operations will grow. Petr Katerinchuk also notes that “Most of the wells in Ukraine already have their own history of operation and are characterized by low reservoir pressure, therefore, it is promising to perform these jobs without killing”. In his opinion, companies already realize that acid treatments in a gaseous environment (without killing the well) are the optimal solution and this direction of coiled tubing will continue to evolve.

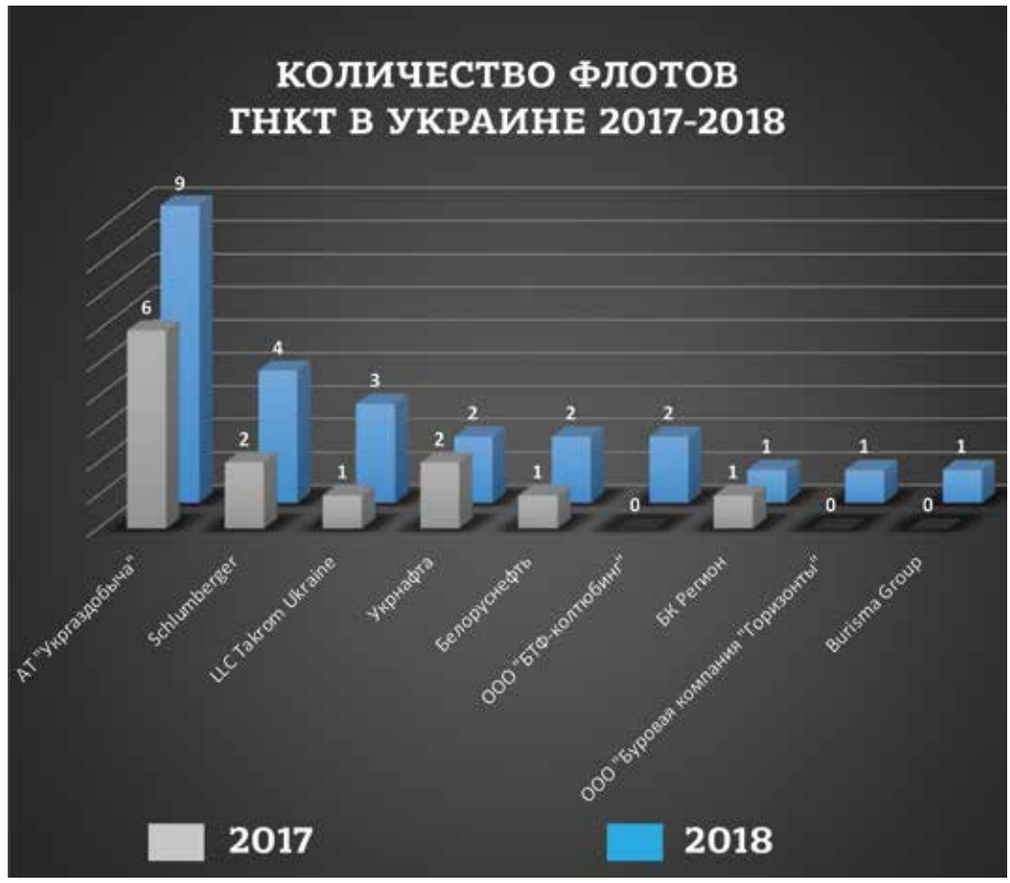
TAKROM UKRAINE LLC now has four coiled tubing fleets. The main operation of the company performs is the cleaning of proppant plugs, cleaning the wellbore, cleaning and drying the well. Among the new directions of the CT application is a multistage hydraulic fracturing followed by cutting of plugs. The company also believes this technology to be promising.

At the same time, they draw attention to a number of challenges that service companies in Ukraine have to face. First of all, it comes to the lack of access roads to the facilities. As a result, this leads to downtime and costly equipment repair.

The second problem that the customer faces directly is the difficulty of negotiating permits and compensation with farmers. As a result, it affected the work of the service company and leads to delays.

согласования разрешений и компенсаций с фермерами. Как следствие, это отражается на работе сервисной компании и приводит к задержкам выполнения работ.

И третья проблема, решение которой в компании уже нашли, но в целом на сервисном рынке она еще актуальна – это своевременные поставки азота. По словам директора ООО «ТАКРОМ УКРАИНА» Михаила Устянника, компаний, которые оперативно поставляют азот, не так много, кроме того, необходимы достаточно большие емкости, где его можно своевременно накапливать.



Собственный фонд колтюбинговых установок ПАО «Укрнафта» насчитывает два флота – на западной и восточной локациях компании. В число операций, которые сейчас выполняются с помощью ГНКТ, входит освоение скважин после ГРП, проведение кислотных обработок, ликвидация АСПО в НКТ с колтюбингом при помощи винтовых забойных двигателей малого диаметра.

На этом в компании не останавливаются. По словам директора организации технологических сервисов ПАО «Укранафта» Сергея Кузуба, в дальнейшем с применением ГНКТ планируется выполнение гидропескоструйной перфорации, геофизических работ и установки цементных мостов.

В распоряжении АО «Укргаздобыча» имеется девять колтюбинговых установок. Основные работы, которые выполняются с их помощью, – промывка песчаных и солевых пробок, освоение, фрезерование. В планах – проведение гидропескоструйной перфорации.

Говоря о перспективах, Игорь Мохний, директор «УГВ-СЕРВИС», отмечает, что существующие положительные результаты, наработки и статистика прироста добычи благодаря этой технологии позволяют говорить о том, что количество выполняемых работ будет наращиваться. Игорь Мохний соглашается с тем, что колтюбинговая технология в целом в Украине сейчас очень востребована.

Осваивать новые направления применения колтюбинга собираются и в компании БК «Горизонты». В частности, речь идет об установке цементных мостов и забуривании боковых стволов.

Среди новых направлений применения ГНКТ – выполнение многостадийного ГРП с последующей фрезеровкой пробок.

Among the new directions of the CT application is a multistage hydraulic fracturing followed by cutting of plugs.

And the third problem, the solution of which has already been found in the company, but it is still relevant in the service market – timely nitrogen supplies. According to CEO of TAKROM UKRAINE LLC Mikhail Ustyannik, there are not so many companies that promptly supply nitrogen, moreover, large tanks are required to accumulate it in a timely manner.

Own fleet of coiled tubing units of Ukrnafta PJSC has 2 fleets in the Western and Eastern locations of the company. The number of operations being currently performed with the help of coiled tubing includes the development of wells after hydraulic fracturing, acid treatments, removal of asphalt, resin, and paraffin deposits using small diameter screw downhole motors.

The company moves beyond. According to the director of the organization of technological services of Ukranafta PJSC Sergey Kuzub, in the future the company expects with the use of coiled tubing to perform hydrosand-blast perforation, geophysical jobs and the installation of cement bridges.

Ukrgazvydobuvannya JSC owns nine coiled tubing units. The main jobs that are performed with their help: washing sand and salt plugs, development, cutting. The company expects to perform hydrosand-blast perforation.

«Сервис Ойл», дочерняя компания предприятия «Производственное объединение «Белоруснефть», эксплуатирует в Украине два флота ГНКТ. В основном они применяются для промывки скважин от проппанта после проведения ГРП, постосвоения скважин, нормализации забоев скважин и интенсификации. В планах – выполнение перфорации, ловильные работы, отрезание НКТ 73 мм и 89 мм и установка цементных мостов, выполнение работ с ВЗД (винтовой забойный двигатель).

По мнению Сергея Кравченко, директора ООО «Сервис Ойл», в настоящий момент в Украине дефицит установок ГНКТ для стабильной работы по скважинам составляет примерно восемь единиц. В случае удовлетворения существующего спроса часть установок будут постоянно задействованы на стандартных работах (промывка, нормализация, освоение), часть – на сложных технологических операциях (установка цементных мостов, перфорация, ловильные работы).

В распоряжении ООО «Шлюмберже Сервисез Украина» сейчас четыре колтюбинговых флота. По мнению Владимира Рабочего, Country Manager for Ukraine, 80% операций, которые выполняются на колтюбинге, достаточно простые, это операции промывки после выполнения проппантых ГРП. Однако спектр работ, где может использоваться колтюбинг, достаточно обширный. Например, колтюбинг позволяет в реальном времени отслеживать выполнение операций для их последующей корректировки, и это тоже дополнительная сложность, но пока об этом в Украине говорить рано. Владимир Рабочий также отмечает тенденцию к усложнению работ, выполняемых с помощью ГНКТ. По его словам, будущее колтюбинга в Украине – за расширением диапазона применения колтюбинговых технологий для выполнения операций, требующих более сложных инженерных решений.

По материалам ежемесячного аналитического отчета «Нефть & Газ Украины», № 4 (47), 2019

В дальнейшем с применением ГНКТ планируется выполнение гидропескоструйной перфорации, геофизических работ и установки цементных мостов.

In the future the company expects with the use of coiled tubing to perform hydrosand-blast perforation, geophysical jobs and the installation of cement bridges.

Будущее колтюбинга в Украине – за расширением диапазона применения колтюбинговых технологий для выполнения операций, требующих более сложных инженерных решений.

The future of coiled tubing in Ukraine belongs to the expanding the range of application of coiled tubing technologies to perform operations that require more complex engineering solutions.

Regarding the prospects, Ihor Mohnny, UGV-SERVICE notes that the existing positive results, best practices and statistics of production growth thanks to this technology suggest that the number of work performed will be increased. Igor Mokhniy agrees that the coiled tubing technology is now very much in demand as a whole for Ukraine.

Drilling company Horizonty also intends to develop new directions in the field of coiled tubing. In particular, it comes to the installation of cement bridges and sidetracking.

"Service Oil", a subsidiary of the Production Association "Belorusneft" operates in Ukraine two fleets of CT. They are mainly used for flushing wells from proppant following hydraulic fracturing, post-development of wells, normalizing downhole and intensifying. The plans include perforation, phishing, 73 mm and 89 mm tubing cutting and installation of cement bridges, dealing with SDM (screw downhole motor).

According to Sergey Kravchenko, Service Oil LLC CEO, currently in Ukraine the shortage of the CT fleets is approximately eight units. In case of meeting the existing demand, part of the installations will be constantly involved in standard operations (flushing, normalization, development), some of them – in complex technological operations (installation of cement bridges, perforation, phishing).

Schlumberger Services Ukraine LLC now owns four coiled tubing fleets. According to Vladimir Rabochiy, Country Manager for Ukraine, 80% of operations that are performed on coiled tubing are quite simple, these are washing operations after proppant hydraulic fracturing. However, the range of jobs where coiled tubing can be used is quite extensive. Coiled tubing, for instance, allows for real-time tracking of operations for their subsequent adjustment, and this is also an additional complexity, but for now it is too early to talk about this in Ukraine. He also notes a tendency to complicate jobs performed with CT.

According to him, the future of coiled tubing in Ukraine belongs to the expanding the range of application of coiled tubing technologies to perform operations that require more complex engineering solutions.

Based on the monthly statistical survey "Oil & Gas of Ukraine", № 4 (47), 2019

Использование сжиженного углеводородного газа в качестве основы жидкости ГРП при разработке трудноизвлекаемых запасов

Using Liquefied Hydrocarbon Gas as a Basis of Hydraulic Emergency Radiation During Developing Hardly Emissible Reserves

А.В. НЕНЬКО, В.А. ЦЫГАНКОВ, Л.А. МАГАДОВА, К.В. СТРИЖНЕВ, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

A. NENKO, V. TSYGANKOV, L. MAGADOVA, K. STRIZHNEV, National University of Oil and Gas "Gubkin University"

Опыт последнего десятилетия показывает, что основной прирост запасов России происходит за счет доразведки зрелых месторождений, а также вовлечения в разработку нетрадиционных и трудноизвлекаемых (ТрИЗ) запасов. Эту тенденцию фиксируют все крупные нефтегазовые компании России.

По подсчетам Министерства энергетики Российской Федерации, доля действующих месторождений традиционной нефти до 2035 года будет снижаться, но прежний уровень добычи планируется сохранить за счет роста добычи на новых месторождениях на суше и

The experience of the last decade shows that the main increase in reserves in Russia is due to the additional exploration of mature fields, as well as involvement in the development of non-traditional and hard-to-recover reserves. This trend is recorded by all large oil and gas companies in Russia.

According to estimates by the Ministry of Energy of the Russian Federation, the share of existing traditional oil fields will decline until 2035, but the previous level of production is planned to be maintained due to the growth of production at new fields on land and shelf, as well as the development of hard-to-recover reserves production (Fig. 1) [1].

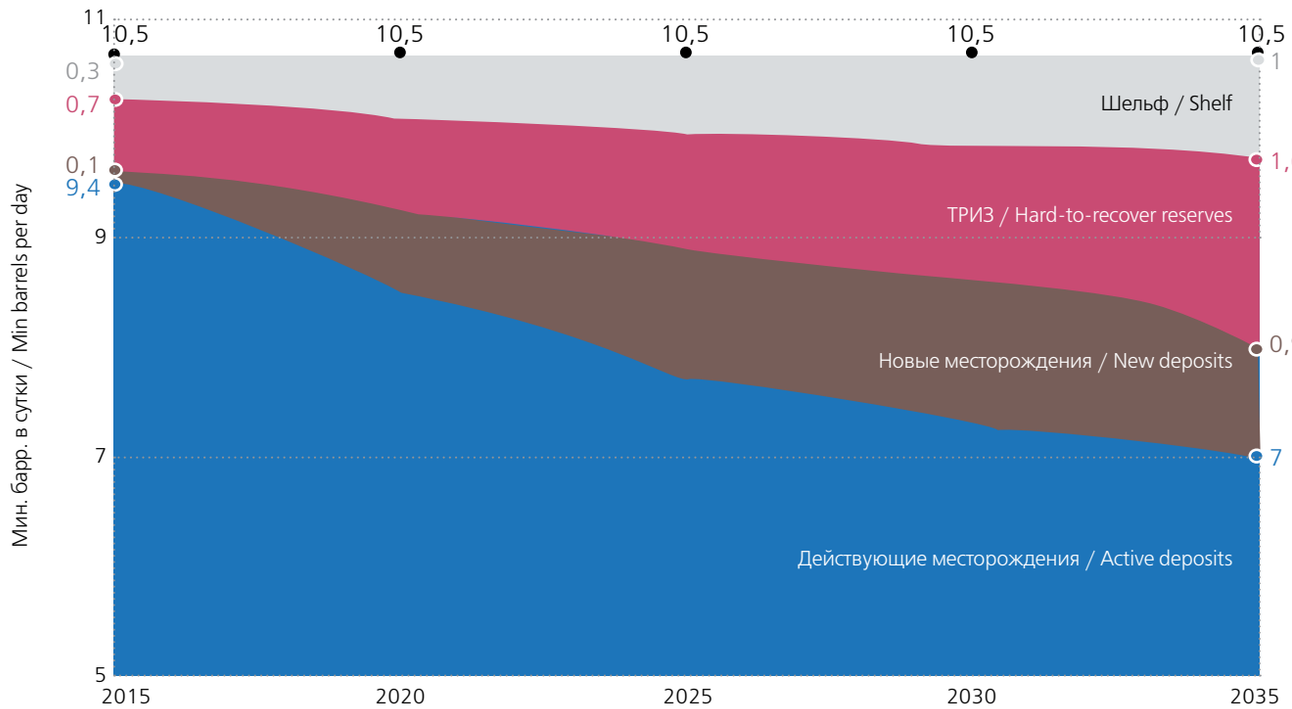


Рисунок 1 – Структура добычи нефти в России до 2035 года
Figure 1 – The structure of oil production in Russia until 2035

шельфе, а также развития добычи ТрИЗ (рис. 1) [1].

В настоящее время не существует универсального подхода к разработке баженовской свиты и аналогичным ей объектам в Российской Федерации, относящимся к нетрадиционным ТрИЗ. Для эффективной разработки таких месторождений необходимы прорывные технологии, которые смогут перевести данные запасы в категорию рентабельных и технологически извлекаемых. Одной из таких технологий является модифицированный способ гидравлического разрыва пласта (ГРП). Модификация заключается в использовании сжиженного углеводородного газа (СУГ) в качестве основы для основного рабочего агента – жидкости разрыва/ песконосителя. Жидкость разрыва на основе СУГ представляет собой смесь пропана и бутана в жидком состоянии. Такой рабочий агент существенно отличается от альтернативных – водных, содержащих неорганическую газовую фазу, на основе CO_2, N_2 и их смеси.

Технология ГРП с применением СУГ апробирована в США и Канаде. На настоящий момент проведено более 1500 операций на месторождениях со сланцевыми формациями со средним тоннажем работ – 25 тонн/обработка [2, 3].

Запуск данной технологии за рубежом был продиктован здравым смыслом, а также экологическими требованиями и ограничениями. По данным зарубежной статистики, для обработки сланцевых формаций требуется в среднем 800–1300 м^3 воды на 1 скважину [2]. Также при использовании водных жидкостей высок риск нарушения целостности скважины в процессе освоения. В большинстве случаев после ГРП для освоения скважин, вскрывающих сланцевые формации, приходится снижать давление скважины до атмосферного. Если, помимо перечисленного, принять во внимание, что остаточная проводимость трещины после ГРП с СУГ составляет более 90%, а с водной жидкостью не превышает и 40%, то становится очевиден получаемый эффект от применения такой альтернативной технологии [2].

В целом область применения технологии ГРП с СУГ на объектах с ТрИЗ, а также месторождениях с осложненными условиями добычи может быть представлена следующими объектами:

- пласты баженовской, доманиковой, хадумской и абалакской свит;
- низкопроницаемые газовые и нефтяные коллекторы;
- пласты с водочувствительными породами (например, туронские отложения, отложения Новопортовского м/р, Мессояхского м/р, черкабожской свиты и др.);

Currently, there is no universal approach to the development of the Bazhenov formation and similar objects in the Russian Federation related to non-traditional hard-to-recover reserves. For efficient development of such deposits, breakthrough technologies are needed that can translate these reserves into the category of profitable and technologically recoverable. One of these technologies is a modified method of hydraulic fracturing (HF). The modification consists in the use of liquefied petroleum gas (LPG) as the basis for the main working agent, the fracturing fluid / sand carrier. LPG-based fracturing fluid is a mixture of propane and butane in the liquid state. Such a working agent is significantly different from the alternative – aqueous, containing inorganic gas phase, based on CO_2, N_2 and their mixtures.

The technology of hydraulic fracturing using LPG has been tested in the USA and Canada. To date, more than 1,500 operations have been carried out in fields with shale formations with an average tonnage of work – 25 tons/treatment [2, 3].

The launch of this technology abroad was dictated by common sense, as well as environmental requirements and restrictions. According to foreign statistics, processing of shale formations requires an average of 800–1300 m^3 of water per 1 well [2]. Also, when using aqueous fluids, there is a high risk of disturbing the integrity of the well during development. In most cases, after hydraulic fracturing, wells must be reduced to atmospheric pressure in order to develop wells that open up shale formations. If, in addition to the above, it is taken into account that the residual conductivity of a crack after hydraulic fracturing with LPG is more than 90% and does not exceed 40% with an aqueous fluid, then the resulting effect from the use of such an alternative technology becomes obvious [2].In general, the field of application of hydraulic fracturing technology with LPG at sites with LPG, as well as fields with complicated production conditions can be represented by the following objects:

- layers of Bazhenov, Domanik, Khadum and Abalak formations;
- low-permeability gas and oil reservoirs;
- layers with water-sensitive rocks (for example, Turonian sediments, sediments of Novoportovskoe m / r, Messoyakhsky m / r, Cherkabozhskaya suite, etc.);
- productive formations with an existing risk of a breakthrough in the upper/ underlying water / gas interlayers;
- productive reservoirs with low uncompensated reservoir pressure;
- weakly consolidated reservoirs that are sensitive to pressure drop in the well-reservoir system during development and production.

According to different calculation methods, the relative flow rate of the well on which the hydraulic

- продуктивные пласты с существующим риском прорыва в выше-/нижележащие водяные/газовые прослои;
- продуктивные коллекторы с низким нескомпенсированным пластовым давлением;
- слабоконсолидированные коллекторы, чувствительные к перепаду давления в системе «скважина – пласт» при разработке и добыче.

По разным расчетным методикам относительный дебит по скважине, на которой был проведен гидроразрыв пласта по технологии со сжиженным газом, увеличивается в 1,2–2 раза по сравнению со стандартным водным гидроразрывом пласта. По литературным данным, этот показатель меняется в диапазоне от 1,3 до 3 раз (для сланцевых формаций) и может быть выше для средне- и высокопроницаемых коллекторов.

Если рассматривать технологию ГРП с СУГ в качестве инструмента для создания искусственного коллектора (stimulated reservoir volume – SRV), например, при использовании технологии в пластах баженовской свиты, значение SRV возрастает (минимум на 25% для случая планарной трещины ГРП, а для ветвящихся трещин данный показатель может быть еще больше) по сравнению с технологиями, задействующими традиционные типы жидкостей на водной основе. В соответствии с литературными данными, показатель SRV имеет стабильную корреляцию с показателем КИН. Увеличение искусственного коллектора на 25% приводит к увеличению КИН в 1,6 раза [4].

Поскольку в российской нефтегазовой отрасли значительные надежды возлагаются на запасы баженовской свиты [5], то ее разработка представляется одной из наиболее перспективных задач сегодняшнего дня.

Отношение приведенных затрат на строительство одной к накопленной добыче на скважину (UDC – Ultimate Drilling Cost) является одним из ключевых показателей эффективности разработки. На примере баженовской свиты применение технологии ГРП с СУГ позволяет снизить UDC эталонной скважины с горизонтальным стволом равным, 1500 метрам и 30 стадиями многостадийного ГРП на 3,3 тыс. руб./тонн нефти (данный эффект основан на увеличении накопленной добычи на скважину на 60% при сравнении с аналогичной скважиной, на которой применялся стандартный для подобной формации ГРП).

При сравнении стоимостей традиционного ГРП на водной основе и ГРП с применением СУГ выявлено, что стоимость одной операции с применением сжиженного углеводородного газа выше на 45%.

fracturing was carried out according to the technology with liquefied gas, increases by 1.2–2 times in comparison with the standard hydraulic fracturing. According to the literature, this indicator varies in the range from 1.3 to 3 times (for shale formations) and may be higher for medium and high permeable reservoirs.

If we consider the technology of hydraulic fracturing with LPG as a tool for creating an artificial reservoir (stimulated reservoir volume – SRV), for example, when using the technology in the Bazhenov formation formations, the SRV value increases (at least 25% for the case of a planar fracture, the indicator may be even more) compared to technologies involving traditional types of water-based liquids. In accordance with the literature data, the SRV indicator has a stable correlation with the oil recovery index. The increase in the artificial collector by 25% leads to an increase in oil recovery index 1.6 times [4].

Since in the Russian oil and gas industry significant hopes are pinned on the reserves of the Bazhenov formation [5], its development seems to be one of the most promising tasks of today.

The ratio of the reduced cost of building one to the cumulative production per well (UDC – Ultimate Drilling Cost) is one of the key indicators of development efficiency. Using the example of the Bazhenov formation, the use of hydraulic fracturing technology with LPG makes it possible to reduce the UDC of a reference well with a horizontal wellbore equal to 1500 meters and 30 stages of a multistage hydraulic fracturing by 3.3 thousand rubles/ton oil (this effect is based on an increase in cumulative production per well by 60% when compared with a similar well, which used a standard formation for a similar formation of hydraulic fracturing).

When comparing the cost of traditional water-based hydraulic fracturing and hydraulic fracturing using LPG, it was found that the cost of a single operation using liquefied petroleum gas is 45% higher.

ЛИТЕРАТУРА/REFERENCES

1. Новак А.В. Россия на глобальном энергетическом рынке: стабильность и ответственность/Презентация. Вена, 2015.
2. D.P. Leblanc, D.G. Graves, E. Tudor, R. Lestz. Application of Propane (LPG) Based Hydraulic Fracturing in the McCully Gas Field, New Brunswick, Canada. SPE-144093. 2011. p. 27.
3. E.H. Tudor, G.W. Nevison, S. Allen, B. Pike. 100% Gelled LPG Fracturing Process: An Alternative to Conventional Water-Based Fracturing Techniques SPE-124495-MS. 2009. p. 15.
4. Gaurav, S. Kashikar. Stimulated Rock Volume and Estimated Ultimate Recovery. URTEC- 2131921-MS. 2015. p. 8.
5. Актуальные технологические направления в разработке и добыче нефти и газа: публичный аналитический доклад. – М., БиТуБи, 2017. – 216 с.

НЕФТЕ ТРАНС СЕРВИС
РАЗРАБОТКА И ПРОИЗВОДСТВО ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ

ООО «Нефтетранссервис» является российским разработчиком и производителем химических реагентов для интенсификации добычи нефти. Для реализации в промышленном масштабе проводимых пилотных проектов по кислотно-проппантному ГРП, где рабочая жидкость разрыва пласта готовится на основе соляной кислоты, ООО «Нефтетранссервис» предлагает рассмотреть альтернативу импортному загеливателю кислоты в виде технологии кислотно-эмульсионной системы на основе эмульгатора «RQ-737» (нейтральная эмульсия обратного типа с регулируемой вязкостью).

Процесс приготовления рабочей жидкости на основе эмульсионной системы происходит аналогичным образом, как и в случае классического ГРП. В поток подается загуститель (стабилизатор эмульсии). Набор расчетной вязкости жидкости происходит за время смешения эмульсии (от 30 сПз) и загустителя.

Эмульсия-проппант 16/20, 500 кг/м³

Разрушается эмульсия притоком нефти или деэмульгатором «AS-DA».

Исходная вязкость, сПз, 511 с-1	30% нефти	50% нефти	100% нефти
	Вязкость, сПз	Вязкость, сПз	Вязкость, сПз
30	6	7	10
45	6	5	5
590*	–	8	11

Данная система может быть использована как на карбонатных, так и на терригенных коллекторах. Эмульсионная система на основе «RQ-737» имеет напряжение сдвига меньше, чем у классического геля, за счет этого загущенный состав не будет иметь проблем с прокачкой.

Рабочая жидкость для разрыва пласта на основе кислотно-эмульсионной системы «RQ-737», предлагаемая ООО «Нефтетранссервис», имеет следующие преимущества:

- обладает высокой вязкостью, до 1 400 сПз. Начальная и конечная вязкость может регулироваться в широком диапазоне;
- может использоваться при температурах от 10 °С до 100 °С;
- не оказывает негативного воздействия на коллекторские свойства пласта;
- эмульсионная система полностью совместима с пластовыми флюидами;
- обладает низкой коррозионной активностью, в пределах 0,002 г./сут.;
- распадается под действием притока нефти.

Выражаем свою заинтересованность в сотрудничестве с нефтегазодобывающими и сервисными компаниями в области реализации проектов по интенсификации добычи нефти.

Специалисты ООО «Нефтетранссервис» готовы провести подробную презентацию данной технологии и оперативно приступить к совместным программам лабораторных и опытно-промысловых испытаний в любом регионе России и странах СНГ.

Исследование жидкостей гидравлического разрыва пласта, полученных на основе вязкоупругих поверхностно-активных веществ

Research of Hydraulic Fluid Formation Liquids, Obtained on the Basis of a Viscoelastic Surface-Active Substances

Л.А. МАГАДОВА, П.К. КРИСАНОВА, Е.А. НИКОНОВА, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

L. MAGADOVA, P. KRISANOVA, E. NIKONOVA, National University of Oil and Gas "Gubkin University"

Исследование водных растворов полимеров в качестве жидкостей разрыва приводит к кольматации порового пространства пласта и образовавшихся трещин остатками неразрушенного полимерного геля. Альтернативой полимерным жидкостям гидроразрыва являются маловязкие системы без полимерных компонентов в составе: жидкости на основе вязкоупругих поверхностно-активных веществ (ВУПАВ), разработка которых является перспективной задачей в нефтегазодобывающей отрасли [1, 2].

Цель работы – исследование реологических свойств жидкостей ГРП на основе вязкоупругих поверхностно-активных веществ в присутствии солей-минерализаторов одновалентных и многовалентных металлов.

В НОЦ «Промысловая химия» с помощью ротационного вискозиметра были исследованы реологические свойства раствора ВУПАВ в присутствии солей одновалентных и двухвалентных катионов в зависимости от концентрации вязкоупругого поверхностно-активного вещества, в качестве которого использовался 30%-ный раствор НЕФТЕНОЛа ВУПАВ.

Результаты исследования показывают (рис. 1), что добавление солей-минерализаторов к жидкости гидроразрыва пласта на основе ВУПАВ позволяет повысить вязкостные характеристики за счет снижения концентрации мицеллобразования вследствие экранирования электростатического отталкивания головных частей молекулы поверхностно-активного вещества электролитом [3, 4].

Были изучены реологические свойства раствора ВУПАВ в присутствии солей трехвалентных катионов. Исследования показали, что добавление солей трехвалентных катионов в большей степени приводит к увеличению вязкостных характеристик жидкости гидроразрыва. С ростом концентрации солей трехвалентных катионов вязкость падает, что связано с сорбцией металла на поверхности молекулы ВУПАВ.

Таким образом, добавление солей трехвалентных катионов в большей степени способствует улучшению вязкостных характеристик жидкости ГРП на основе ВУПАВ, чем добавление солей одновалентных и двухвалентных катионов.

The study of aqueous solutions of polymers as fracture fluids leads to clogging of the pore space of the reservoir and the cracks formed by the remnants of the intact polymer gel. An alternative to polymer fracturing fluids are low-viscosity systems without polymer components in the composition - liquids based on viscoelastic surfactants (WUPAV), the development of which is a promising task in the oil and gas industry. [1, 2].

The aim of the work is to study the rheological properties of hydraulic fracturing fluids based on viscoelastic surfactants in the presence of monovalent and polyvalent mineral salts.

The REC Chemistry with the help of a rotational viscometer investigated the rheological properties of a VES solution in the presence of salts of monovalent and divalent cations depending on the concentration of the viscoelastic surfactant, which was used as a 30% NEFENOLOL VES solution.

The research results show (Fig. 1) that the addition of salts- mineralizers to hydraulic fracturing fluid based on VES allows to increase the viscosity characteristics by reducing the micelle concentration due to the screening of electrostatic repulsion of the head parts of the surfactant molecule with electrolyte. [3, 4]

Thus, the addition of salts of trivalent cations to a greater extent contributes to the improvement of the viscosity characteristics of a hydraulic fracturing fluid based on VES, than the addition of salts of monovalent and divalent cations.

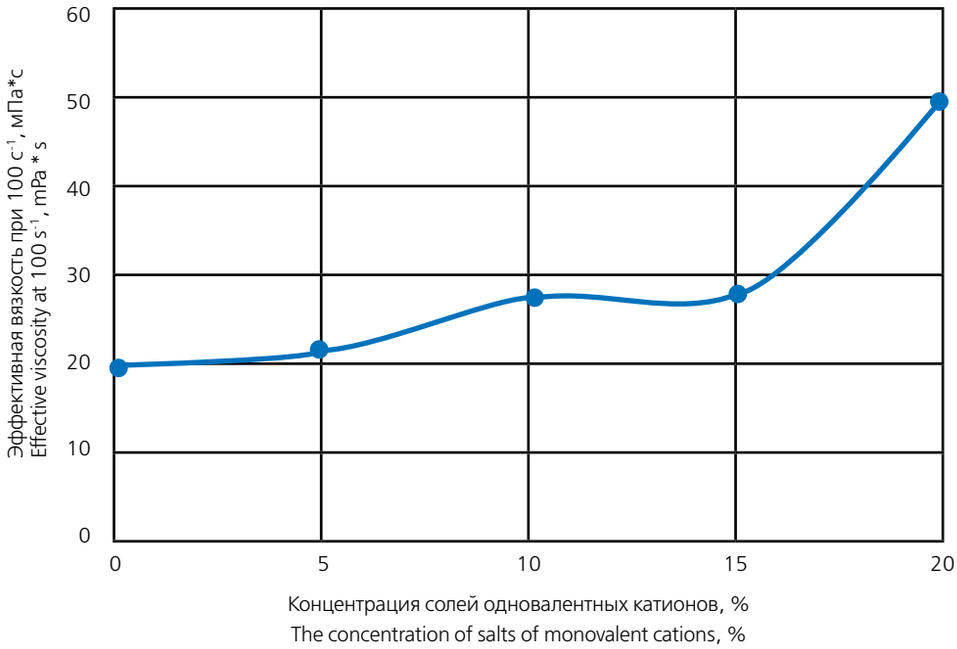


Рисунок 1 – Зависимость вязкости жидкости ГРП на основе ВУПАВ в присутствии солей одновалентных катионов в зависимости от концентрации ВУПАВ при T = 20 °C

Figure 1 – Dependence of the viscosity of a hydraulic fracturing fluid based on VES in the presence of monovalent cation salts as a function of VES concentration at T = 20 °C

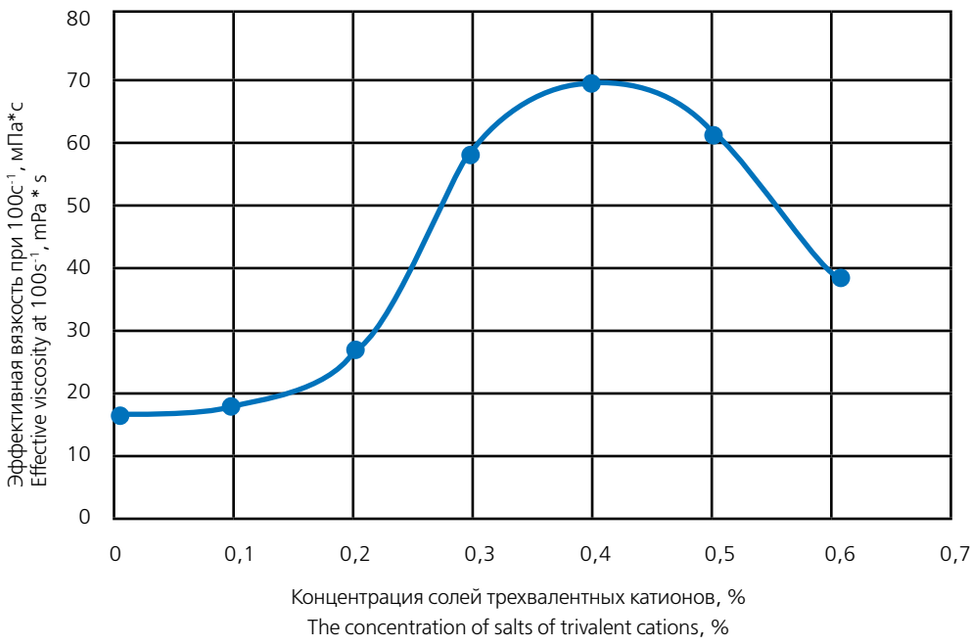


Рисунок 2 – Зависимость вязкости 1%-ного раствора ВУПАВ от концентрации солей трехвалентных катионов при T = 20 °C

Figure 2 – Dependence of the viscosity of a 1% solution of VES on the concentration of salts of trivalent cations at T = 20 °C

ЛИТЕРАТУРА/REFERENCES

1. 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.
2. Samuel M., et al. Viscoelastic Surfactant Fracturing Fluids. Applications in Low Permeability Reservoirs paper SPE 60322 to be presented at the 2000 SPE Rocky Mountain Regional / Low Permeability Reservoirs Symposium and Exhibition held in Denver, Colorado, USA, March 12–15.
3. Шварц А., Пери Дж. Поверхностно-активные вещества, химия и техническое применение. – М.: Изд-во иностранной литературы, 1953. – 544 с.
4. Конюхов В. Ю. Полимеры и коллоидные системы: Учебное пособие. – М.: МГУП, 1999. – 101 с.

Наша труба ведет себя предсказуемо и соответствует показателям лучших зарубежных аналогов

Our Coiled Tubes Behave Predictably and Are as Good as Those of Best Foreign Analogues

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

Coiled Tubing Times interviewed Ruslan R. Saldeev, Director of Sales, ESTM LLC.

Салдеев Руслан Ранитович 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»). После этого проработал в различных должностях в западных сервисных компаниях в области ГНКТ и повышения нефтеотдачи пластов. С 2011 по 2017 год работал 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 года работает директором по продажам недавно созданного предприятия «ЭСТМ», российского производителя труб ГНКТ.

Ruslan R. Saldeev was born on January 28, 1979 in Bashkir 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 and gas servicing companies as a CT and EOR expert. In 2011-2017, Saldeev worked as 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, полтора года назад Вы дали нашему журналу интервью, в котором подробно рассказали

Coiled Tubing Times: Mr. Saldeev, a year and a half ago we met for an interview, and you gave us a detailed account of the prospects of a new CT manufacturing plant making tubes to API 5ST. Can you update us on the current results of its work?

Ruslan Saldeev: In the first place, let me take this opportunity to thank you for inviting me again. I have plenty to talk about. Our CT mill, ESTM LLC, makes coiled tubing in a variety of sizes, wall thicknesses, and grades. We are proud to say that our tubes are as good as those of foreign make, and the feedback from our customers proves this fact. I cannot but mention that at first our

о перспективах нового российского предприятия по производству гибкой трубы (ГТ) стандарта API 5ST. Можно ли в настоящее время подвести первые итоги его работы?

Руслан Салдеев: Большое спасибо вашему журналу за то, что пригласили на интервью, потому что рассказать действительно есть о чем. Наше предприятие, завод по производству гибких НКТ «ЭСТМ» изготавливает гибкие трубы различных диаметров и толщин стенок, с разными прочностными характеристиками. Мы можем с гордостью сказать, что труба нашего производства ни в чем не уступает зарубежным аналогам, об этом говорят отзывы наших заказчиков. Надо отметить, что на первом этапе у потенциальных покупателей присутствовала настороженность: «А сможет ли российская компания без западного капитала, без финансовой подпитки со стороны государства, без использования на производстве бывших сотрудников других заводов ГНКТ обеспечить выпуск такого высокотехнологичного продукта, как гибкая труба?». Сомнения начали развеиваться, когда первые покупатели стали благополучно использовать гибкую трубу нашего завода и в обычных условиях, и в условиях с повышенным содержанием сероводорода и двуокиси углерода и давать при этом положительные отзывы. В своем вопросе Вы упомянули стандарт API 5ST, процесс сертификации близок к завершению, используемые нами методы контроля качества, методы производства, лабораторные исследования как минимум соответствуют, а в некоторых случаях и превышают требования этого стандарта.

ВК: Каковы главные конкурентные преимущества ООО «ЭСТМ» на российском рынке?

Р.С.: Во-первых, благодаря тому что предприятие находится в Особой экономической зоне (ОЭЗ) «Узловая», у нас есть ряд налоговых льгот, которые помогают снизить производственные издержки и себестоимость продукции, что положительно сказывается на

prospective customers were wary of our products, "How come a Russian company without either Western capital investments or financial support from the government launched a high-tech project like that, the manufacture of coiled tubing? Is it a reliable product?" Their doubts were dispelled when they got to use our tubes in the field, both in standard and high H_2S and CO_2 conditions. In your question you referred to the API 5ST standard, and I must say that the certification process is within reach of completion. Our Quality Control, Production, and Lab Testing methods not merely conform to the requirements of this standard, but also exceed them in a number of cases.

Любой наш потенциальный заказчик имеет возможность приехать на завод, чтобы лично ознакомиться с производством.

Any prospective customer can visit the plant and get first-hand knowledge of all the processes.

CTT: What are the main competitive advantages of ESTM LLC?

R.S.: For starters, the facility is located in Uzlovaya Special Economic Zone, hence the tax incentives that allow ESTM to keep down the costs, and consequently the selling price. Secondly, it is the favorable location. The manufacturing facilities are in the Tula Region, in close proximity to M4 and M2 highways and a large railway hub. Thus, the location expedites fast delivery of coils both westwards, to Europe, and to the south and the east, to Russian regions and the Middle East. And last but not least, we are a Russian company. What does it

отпускной цене нашей ГНКТ. Во-вторых, конечно, это наше местоположение: завод находится в Тульской области, в непосредственной близости от магистралей М4 и М2, а также от крупной железнодорожной станции. Это позволяет оперативно производить отгрузку готовой продукции в любом направлении, как на запад, в страны Европы, так и на юг и восток, в регионы Российской Федерации и Ближний Восток. А в-третьих, мы местная, российская компания. Любой наш потенциальный заказчик имеет возможность приехать на завод, чтобы лично ознакомиться с производством, с нашей лабораторией и убедиться в том, что культура производства находится на уровне и превосходит западных производителей, в том, что система менеджмента качества внедрена не номинально, а действительно работает. У нас на предприятии побывало уже очень много гостей, в том числе комиссии крупных предприятий ТЭК России и зарубежья, большинство из них после приезда начали заказывать нашу продукцию в большом объеме, для них сомнений в качестве и в том, что они получат лучшую ГНКТ, не осталось.

ВК: Какие сервисные компании, если это не коммерческая тайна, являются потребителями продукции ООО «ЭСТМ»?

Р.С.: На данный момент число наших заказчиков приблизилось к тридцати. Среди них есть компании ближнего и дальнего зарубежья, стран СНГ. Большинство, конечно, из Российской Федерации – это и крупные ВИНК, и компании с одной-двумя установками ГНКТ. Именно такие небольшие компании, как мне кажется, которые, купив «на пробу» одну катушку трубы, продолжают размещать заказы и в течение этого небольшого времени, когда наш завод работает на полную мощность, последовательно приобрели уже по 5–6 труб, являются прекрасным индикатором того, что ЭСТМ полностью выполняет свои обязательства и по качеству выпускаемой продукции, и по срокам поставки.

ВК: Какие типоразмеры ГТ уже освоены в производстве?

Р.С.: Мы можем производить ГНКТ от 31,8 мм до 89 мм, наше оборудование это позволяет. Другое дело, есть ли спрос на определенные размеры. К примеру, до сих пор не было заказов на диаметры 73 и 89 миллиметров, для них просто нет пока применения в России, хотя я уверен, это изменится в ближайшее время. Зато все больше заказов приходит на трубы диаметром 50,8 и 60,3 мм (в западной классификации это размеры 2 дюйма и 2 3/8 дюйма). Эти два размера используются для многостадийных ГРП, фрезерования в скважинах с большим горизонтальным отходом, бурения на ГНКТ. Очень небольшой спрос на маленький размер – 1 1/4 дюйма, или 31,8 мм, такую трубу применяют незначительное число компаний в России и странах СНГ. Самые популярные размеры,

mean? Any prospective customer can visit the plant and get first-hand knowledge of all the processes, our safety standards, the testing facilities - namely, all the quality control and industrial practices that meet and exceed western standards. Our Quality Management System is fully operational. So far, we have had the honor to welcome a lot of guests at the mill, among them many large Fuel and Energy Companies from Russia and abroad. All the companies that have ordered our products are aware of our constant commitment to quality and safety, and there is no room for doubt that our customers get the highest quality Coiled Tubing products.

CTT: If this information is not commercially sensitive, may I wonder what service companies use ESTM products?

R.S.: At the moment, the number of our customers has reached thirty. These are the "near and not-so-near abroad" companies, including the CIS states. The majority of them are Russian, both large-scale Vertically Integrated Oil Companies and the owners of one or two CT units. I believe that it is these small companies that are one of the best indicators of the quality of ESTM products. At first, they buy just one coil "on a trial basis", and then they keep choosing our products over any other, with many of them purchasing five or six coils shortly afterwards. It proves that ESTM is dedicated to quality and meets every obligation in terms of quality and delivery terms.

CTT: What CT sizes do you already produce?

конечно, это трубы диаметром 38,1 мм (1,5 дюйма) и 44,5 мм (1 3/4 дюйма) – именно такая продукция составляет львиную долю выпускаемой нами ГНКТ.

ВК: Выпускает ли предприятие ГТ с запасованным кабелем?

Р.С.: Конечно! И спрос на такую ГНКТ становится все выше. Мы можем запасовать кабель заказчика или приобрести и запасовать тот кабель, который пожелает покупатель, затем включив его в стоимость заказа без дополнительной наценки. Более того, в настоящее время мы не берем дополнительных денег за операцию по запасовке кабеля, и в этом заключается одно из наших конкурентных преимуществ перед коллегами – производителями ГНКТ. У нас есть опыт запасовки всех видов геофизического кабеля в одно-, трех- и семижильной модификации, в пластиковой оболочке и без нее, заключены договоры с основными производителями кабеля в России и за рубежом, так что задержек с изготовлением и доставкой не возникает. К тому же мы стараемся держать у себя на производстве запас самых популярных размеров геофизического кабеля на случай срочных заявок от покупателей.

ВК: Можно ли уже привести текущую статистику по сбыту продукции? Хотя бы несколько

R.S.: We can make 1 1/4" to 3 1/2" tubes, I mean the plant is equipped to manufacture them. On the other hand, there is not much demand for certain sizes. For instance, there've been no orders for 2 7/8" and 3 1/2" coils. They are not used that much in Russia though the situation is bound to change before long. Meanwhile, we get an increasing amount of orders for the 2" and 2 3/8" tubes. They are used in multistage fracturing and milling in extended reach wells, as well as for CT drilling. Also, it must be mentioned that the small sizes, namely 1 1/4" are in low demand among our Russian and CIS customers. Not surprisingly, the most popular sizes are 1 1/2" and 1 3/4" – it is the lion's share of our output.

CTT: Does ESTM make coiled tubing with wireline cable pre-installed?

R.S.: Yes, definitely. And these products are getting increasingly popular. We can install customer-provided cable, or purchase and install the cable to customer requirements without any markup. Moreover, unlike the competition, we only charge the price of the cable itself while the injection operations are free of charge for our customers. We perform the injection of all types of logging cable, both single-

Все больше заказов приходит на трубы диаметром 50,8 и 60,3 мм (в западной классификации это размеры 2 дюйма и 2 3/8 дюйма). Эти два размера используются для многостадийных ГРП, фрезерования в скважинах с большим горизонтальным отходом, бурения на ГНКТ.

We get an increasing amount of orders for the 2" and 2 3/8" tubes. They are used in multistage fracturing and milling in extended reach wells, as well as for CT drilling.

красноречивых цифр?

Р.С.: Думаю, не стоит сильно вдаваться в цифры, скажу лишь, что общее количество выпущенных нами гибких труб исчисляется сотнями и мы собираемся и дальше лишь наращивать ежемесячный выпуск!

ВК: Перспективно ли в России производство ГТ увеличенного диаметра, предназначенной для колтюбингового бурения?

Р.С.: Я верю, что многие недропользователи придут к тому, что это прекрасный способ вернуть жизнь низкодебитных и обводненных скважин. Для примера скажу, что во время моей семилетней работы в компании «Сауди Арамко» там использовались три флота ГНКТ для бурения на колтюбинге. Более того, когда закончились скважины-кандидаты, из которых можно было зарезать боковой ствол и уйти в горизонтальный участок пласта, для этого проекта начали бурить скважины специально! То есть успешность проекта была настолько высока, что компания задействовала отдельные буровые вышки, которые бурили и обсаживали скважину до кровли продуктивного пласта, затем производилась полная обвязка скважины, демонтаж буровой, подготовка площадки, прокладывался газопровод до ближайшего пункта сбора газа. Монтировалась установка ГНКТ и начинала бурение прямо через башмак обсадной колонны, бурился открытый ствол диаметром 3 5/8 дюйма с несколькими ответвлениями, во время бурения на депрессии производился отбор газа и его поступление на пункт сбора. После того как прекращался дальнейший прирост дебита, бурение останавливали, а скважина продолжала работать, остановленная лишь на время демонтажа колтюбинговой установки. Успешность проекта позволяла гарантировать, что затраты на бурение, подготовку площадки, прокладку трубопровода и бурение с ГНКТ окупятся и дело не закончится «сухой скважиной». Мой коллега и хороший друг Рон Кларк в одном из своих недавних докладов подчеркивал, что при правильном выборе месторождения, объекта

Рон Кларк в одном из своих недавних докладов подчеркивал, что при правильном выборе месторождения, объекта разработки, при правильном планировании и подходе к проекту практически всегда бурение на ГНКТ в долгосрочной перспективе показывает прекрасные результаты.

Mr. Ronald Clarke has highlighted that with the proper choice of a field and a target, proper planning, and project management, CT drilling almost always guarantees excellent results in the long term.

strand and multistrand (three or seven-core), including plastic coated wire. ESTM has a list of approved wireline suppliers from inside and outside the country, thus we experience no delays with receiving the wireline from our partners. Apart from this, we keep a stock of cable reels of the most common sizes to meet the urgent needs.

CTT: Can you give us any sales statistics? Some impressive numbers?

R.S.: The total number of the strings produced by ESTM is several hundreds, and we are constantly increasing the monthly output!

CTT: In the long term, are we likely to see the growth in the demand for large OD strings for CT drilling?

R.S.: I am certain that operators will get to recognize the prospects of this method to increase production in 'liquid-loaded' and marginal wells. For example, during my seven years with Saudi Aramco, the company used three CT fleets for CT drilling. Moreover, when they ran out of candidate wells to sidetrack and drill a lateral, Saudi Aramco set to drilling boreholes for this express purpose! In other words, the project proved to be so successful that the company chose to use drilling rigs to perform the drilling and casing to the top of pay, then installed wellhead manifolds, and after the rig-down and site preparation they layed a gas pipeline to the nearest gas collection station. The drilling was performed through the casing shoe, a 3 5/8" open hole was drilled with several sidetracks, and then the underbalanced drilling was employed to achieve the influx of gas and its delivery to the collection station. Drilling was performed as long as the production kept increasing, at which

разработки, при правильном планировании и подходе к проекту практически всегда бурение на ГНКТ в долгосрочной перспективе показывает прекрасные результаты, и компании, освоившие эту технологию, уже не прекращают ее использования. В качестве примера я мог бы привести одну из крупнейших российских нефтедобывающих компаний, которая использует колтюбинговое бурение для зарезки боковых стволов уже много лет и не собирается прекращать.

ВК: Как организован контроль качества готовой продукции?

Р.С.: О, это одна из моих любимых тем и я могу часами говорить об этом, потому что план контроля качества ЭСТМ – это наша гордость! Жизненный цикл продукции ООО «ЭСТМ» начинается с поступления сырья и комплектующих на наш склад. Все сырье и комплектующие проходят процедуру верификации – входной контроль на соответствие требований технических условий на изготовление. К примеру, каждый рулон штрипса, поступивший в ЭСТМ, проверяется на соответствие геометрических параметров: толщина и ширина полосы. От каждой партии отбираются пробы для проверки химического состава, определения механических свойств и металлографического анализа. На основании положительных результатов входного контроля сырье и комплектующие допускаются в производство. А вот сырье и комплектующие с выявленными несоответствиями размещаются в «Изоляторе брака» для дальнейшей утилизации или возврата поставщику. В процессе производства на все этапах жизненного цикла продукции производится операционный контроль. Он состоит из проверки технологических параметров процессов и оценки критериев продукта. В ООО «ЭСТМ» определены специальные характеристики и ключевые процессы и разработан типовой план качества. Потребитель имеет право вносить свои требования и корректировать данный документ.

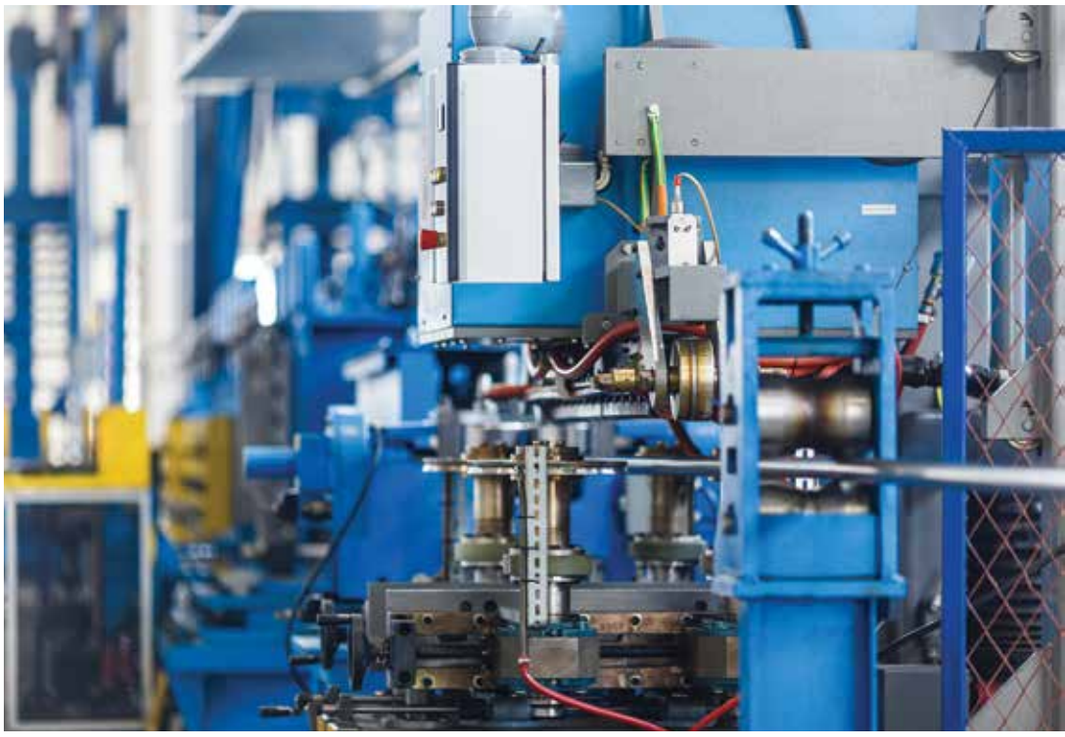
– Ключевыми процессами в нашем производстве являются: процессы сварки; процессы термической обработки; процессы формообразования; неразрушающий контроль; гидравлические испытания. Служба контроля качества ЭСТМ состоит из лаборатории неразрушающего контроля, лаборатории термической обработки и испытания металлов и отдела стандартизации и сертификации. Штат

point drilling was stopped and the well kept producing except for the CT unit rig-down time. The success of the project ensured that all the drilling, site preparation, pipe laying, and CT drilling costs were covered, and there was not chance to end up with a 'dry well'. In a recent report, Mr. Ronald Clarke, an old friend of mine, has highlighted that with the proper choice of a field and a target, proper planning, and project management, CT drilling almost always guarantees excellent results in the long term, and service companies that have mastered this technology never rule it out. One example is a large Russian oil company that has employed coiled tubing drilling for sidetracking for years, and is hardly going to give it up.

CTT: What can you say about the Quality Control of the finished products at ESTM?

R.S.: Oh, it is undoubtedly one of my favorite topics, and I can go on for hours on end. The ESTM QC Plan is something we are particularly proud of! The product life cycle starts from the delivery of flat steel and components to our storage facilities. Every single piece delivered is verified - we are dedicated to thorough incoming control to check full compliance to our specifications. As an example, every incoming strip coil is measured, namely we check the strip thickness and width. Then, samples are collected from each batch for chemical and mechanical testing, and metallography. The material and components may only be accepted for production when all test results are within the acceptable range. In case of a non-conformity, the material and components are sent over to the 'hold area' for further disposal and return to the supplier. We employ operational control at every stage of the product's life cycle. It consists of monitoring the process parameters and assessing the product parameters. ESTM has defined the key features and processes, and has developed the Quality Plan. Our customers are entitled to input their requirements and make adjustments to this document.

– The key processes at our plant include Welding, Seam Annealing and Full-Body Heat Treatment, Tube Forming, Non-Destructive Testing (NDT), and Hydraulic Testing. Our Quality Control Service incorporates an NDT Lab, a Heat Treatment and Metal



сотрудников службы контроля качества укомплектован высококвалифицированным персоналом, аттестованным по российским и международным стандартам. Лаборатории возглавляются специалистами третьего уровня по неразрушающему контролю и разрушающим испытаниям.

– При производстве продукции применяются методы неразрушающего контроля: визуальный и измерительный; радиационный (цифровая радиография); ультразвуковой; магнитопорошковый; вихретоковый.
– ГНКТ принимаются штучно. При проведении приемо-сдаточных испытаний производится отбор проб от начала и конца трубы, тем самым осуществляется дополнительная валидация ключевых процессов, то есть подтверждение, что процессы стабильны и продукт имеет необходимые свойства на всей длине.
– При отгрузке потребителю каждая труба комплектуется сертификатом качества, в котором указываются результаты проведенных испытаний и неразрушающего контроля со ссылкой на нормативные документы. ООО «ЭСТМ» предоставляет право заказчику на проведение инспекционного сопровождения заказа для оценки качества выполняемых требований.

ВК: Можете ли вы поделиться мнением конкретных потребителей, уже испытавших ГТ производства ООО «ЭСТМ» в полевых условиях?

Р.С.: У нас есть несколько письменных официальных отзывов, а вообще общее впечатление наших заказчиков можно объединить в одну фразу: «на одном уровне с лучшими образцами американских труб». ГНКТ наша уже поработала и на газовых скважинах с высоким давлением, и на месторождениях с высоким содержанием сероводорода и двуокиси углерода, и на скважино-операциях с освоением низкокачественным азотом из мембранной установки, везде наша труба ведет себя абсолютно предсказуемо и соответствует показателям трубы зарубежных поставщиков. А наша

Мы видим запрос рынка на трубы с высоким наружным и внутренним давлением, повышенной прочности, больших диаметров и длин.

The market demands coiled tubes for high external and internal pressure, featuring high strength, large OD, and length.

Testing Lab, and a Standardization and Certification Department. And the jewel in the crown of our QC Service is our personnel – highly qualified experts certified by Russian and international standards. The laboratories are headed by Level III experts in NDT and other forms of testing.

– We apply a variety of Non-Destructive Tests, namely visual and dimensional control, digital radiography, ultrasonic testing, magnetic particle and eddy current inspection methods.
– The CT strings are accepted by the piece. For each string, we conduct acceptance tests with samples taken from the beginning and the end of the tube thus ensuring additional validation of the key processes. We make sure that the processes and stable, and the required end product properties are achieved over the full length of the tube.
– The CT strings are shipped with a Quality Certificate to indicate the test results including the NDT results, with a reference to the relative standards and regulations. We invite our customers to visit and perform compliance audits to assess compliance to their requirements.

CTT: May I ask you to share some feedback from your customers who have already used your products?

R.S.: I can make several written reviews available to you any moment, while the overall user experience can be summed up in one phrase, “on par with the best coiled tubing produced in the United States”. Our CT strings have been used in high pressure gas wells, in wells with high H_2S and CO_2 content, as well as in well development and well stimulation jobs with low-quality nitrogen from a membrane unit. ESTM tubes perform as expected and equal the performance of the strings of foreign manufacture. We are committed

задача, как мы считаем, и в дальнейшем обеспечить высокое качество трубы и не опускать эту планку ни в коем случае!

ВК: Как предприятие намерено расширять линейку выпускаемой продукции в соответствии с развитием колтюбинговых технологий, появлением и выходом в тренд определенных видов работ?

Р.С.: Мы внимательно следим за мировыми трендами. К примеру, американские производители с целью добиться более высоких эксплуатационных качеств работают с методами термообработки, режимами закалки и отпуска.
Мы тоже проводим исследования в этой области.

В то же время мы ориентируемся на запросы российского рынка и пожелания наших заказчиков. Сейчас заметны тренды в сторону увеличения протяженности горизонтальных участков скважин – 1000 и более метров, количества многозабойных скважин со сложной геометрией и связанных с этим повышенных требований к прочности ГНКТ, также актуален вопрос высоких, до 100 МПа, устьевых давлений на новых месторождениях. Мы видим запрос рынка на трубы с высоким наружным и внутренним давлением, повышенной прочности, больших диаметров и длин. Поэтому мы освоили толстостенные ГНКТ, переменную толщину стенки, трубы высокой прочности (110–130 kpsi), а также большие диаметры, о чем я говорил ранее.

Еще из интересных запросов рынка – применение оптоволоконного канала связи внутри ГНКТ. Технология полезна и при добыче, когда ГНКТ используется в качестве лифтовых колонн и недропользователь в реальном времени получает точнейшую информацию о пластовых параметрах, а также при сервисных работах – ОПЗ и освоении скважин.

ВК: Каковы стратегические планы ООО «ЭСТМ»?

Р.С.: В наших стратегических планах, конечно, мировое господство! (Смеется.) А если серьезно, то мы планируем наращивать производство трубы, расширять номенклатуру, выходить на новые рынки сбыта и всегда обеспечивать высочайшее качество нашей продукции

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

to excellence, and we are not going to 'lower the bar'. Nothing but the best will ever satisfy our Quality Control Service.

CTT: How are you going to expand the range of products to stay in line and keep pace with the development of CT technologies?

R.S.: We are constantly keeping the finger on the pulse. For instance, international CT manufacturing companies have introduced the Quench and Temper technology to gain better CT performance. ESTM is doing our own research in this field.

At the same time, we cater for the needs of the Russian market and our customers. With the current tendency of getting longer horizontal wellbores upwards of 1,000 m (3,000 feet), and of drilling multilateral wells featuring complicated geometry, the CT strength requirements are increasing. Besides, the issue of high wellhead pressure at new fields should not be overlooked. The market demands coiled tubes for high external and internal pressure, featuring high strength, large OD, and length. Therefore, we embrace a variety of products, i.e. large OD tubes, heavy wall, tapered, high-strength tubes (110–130 kpsi).

Yet another market tendency is the application of fiber optic cable inside coiled tubes. Fiber optic channels prove useful in oil & gas recovery when CT is used as velocity strings, and the operator gets real time information on reservoir parameters. Apart from this, the technology is employed in bottomhole treatment and well stimulation jobs.

CTT: And what about the ESTM strategic policy and plan?

R.S.: Well, no less than global leadership! (laughs) Seriously though, we plan to ramp up production, to expand the product range, to enter new markets, and constantly ensure ultra-high quality of our products.

Interviewer – Marina Kulikovskaya, Coiled Tubing Times

ИННОВАЦИОННОЕ РЕШЕНИЕ ДЛЯ БОРЬБЫ С КОРРОЗИЕЙ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ С НЕТРАДИЦИОННЫМИ ЗАПАСАМИ

AN INNOVATIVE SOLUTION TO CORROSION ISSUES IN UNCONVENTIONAL OPERATIONS

Кевин ЭЛЛИОТТ, директор по линейке продуктов, Quality Tubing

Kevin ELLIOTT, Product Line Director, Quality Tubing

Кевин Эллиотт *– директор по линейке продуктов компании Quality Tubing, которая входит в состав National Oilwell Varco (NOV) и находится в Хьюстоне, штат Техас. Компания Quality Tubing является ведущим производителем гибких насосно-компрессорных труб (ГНКТ) и поставляет продукцию на мировой рынок колтюбинга на протяжении более 40 лет. Кевин проработал в компании Quality Tubing 9 лет, до этого он работал в металлургических испытательных лабораториях, обслуживающих нефтегазовую промышленность.*

Кевин получил степень бакалавра в области материаловедения и техники в Лихайском университете в Вифлееме, Пенсильвания. Он является членом следующих профессиональных организаций: API – ресурсная группа по гибким трубам, SPE, ASM International, NACE International и ICoTA.

Kevin Elliott *is the Product Line Director at Quality Tubing, a business of National Oilwell Varco (NOV), based in Houston, Texas. Quality Tubing is a leading manufacturer of coiled tubing and has supplied the global coiled tubing market for over 40 years. Kevin has been at Quality Tubing for 9 years and worked in metallurgical testing laboratories servicing the oil and gas industry prior to joining the group.*

Kevin earned a bachelor's degree in materials science and engineering from Lehigh University in Bethlehem, Pennsylvania. He has been affiliated with the following professional organizations: API – Resource Group for Coiled Tubulars, SPE, ASM International, NACE International, and ICoTA.

Введение

Рост числа нестандартных операций по всему миру за последнее десятилетие привел к резкому увеличению случаев повреждения гибких труб. Тип этих повреждений в индустрии колтюбинга давно известен: избирательная коррозия косого сварного шва. Этот тип повреждения наносит операциям с ГНКТ большой ущерб по трем основным причинам:

1. Сокращение срока службы трубы влияет на финансовые показатели сервисной компании, препятствуя возмещению стоимости расходных материалов, а именно гибкой трубы.
2. Повреждения ГНКТ на рабочей площадке приводят к остановке производства, что, в свою очередь, может привести к дорогостоящим простоям.
3. Коррозия происходит на внутренней поверхности гибкой трубы, что затрудняет определение участка коррозии или точное моделирование повреждения с помощью программного обеспечения для прогнозирования малоцикловой усталости.

Главные причины этого механизма разрушения: кислотные жидкости, оставшиеся на внутренней поверхности трубы, неполная промывка после кислотной обработки, микробиологическая коррозия (МИК), которая является обычным

Introduction

The rise of unconventional operations around the world over the past decade has dramatically increased the frequency of a failure mode already known to the coiled tubing industry: preferential corrosion of the bias weldment. This failure type is extremely detrimental to coiled tubing operations for three primary reasons:

1. A reduction in tubing life impacts service company financials by preventing recovery of the cost of a consumable item, namely, the coiled tubing
2. On-site failures can force shutdowns of operations, leading to costly downtime
3. The corrosion occurs on the tubing ID, making it difficult to locate or accurately model with predictive low-cycle fatigue software.

The root cause of this failure mechanism is related to fluids left in the tubing ID that are acidic, either from incomplete cleaning of a string after an acidizing operation or from microbially induced corrosion (MIC), which is common in unconventional plays. Removal of the residual fluids in the coiled tubing (and the killing of all bacteria when MIC is a likely corrosion source) is not always possible after completing coiled tubing operations, which leads to corrosion. The corrosion affects the entire

Рисунок 1 – Избирательная коррозия косого сварного шва (на внутренней поверхности гибкой трубы). Масштаб, мм

Figure 1 – Typical preferential corrosion of a bias weldment (taken on the ID). Scale is mm

явлением в нетрадиционных пластах. После завершения операций с ГНКТ удаление остатков жидкости в гибкой трубе (и уничтожение всех бактерий в случае микробиологической коррозии) не всегда возможно, что приводит к возникновению коррозии. Коррозия возникает по всей длине трубы, однако ее воздействие особенно сильно на участках косых сварных швов из-за их неоднородности. На рисунке 1 показано типовое изображение коррозии на внутренней поверхности трубы, где можно заметить линейную коррозию и малоцикловые усталостные трещины, растущие через стенку трубы.

Инновационное решение проблем коррозии

Коррозия стали возникает из-за коррозионных жидкостей (в данном случае кислотных водных растворов), которые смачивают поверхность стали. Если жидкости не смачивают поверхность, коррозия не возникает. Таким образом, для решения проблемы можно использовать локальное покрытие сварных швов, способное выдержать высокие температуры и давления, возникающие при производстве гибкой трубы и во время полевых работ.

Компания NOV получила лицензию на процесс нанесения покрытия, в котором для локальной защиты сварного шва используется физическое осаждение из паровой фазы. Производители труб исследовали покрытия в прошлом, но их

tubing length, but the bias weldment is attacked preferentially, likely due to inhomogeneity inherent in weldments. A representative ID view of this type of corrosion is provided in Figure 1, which shows knife-edge corrosion and low-cycle fatigue cracks growing through the tubing wall.

An Innovative Solution to Corrosion Issues

Corrosion of steel requires the corrosive fluids (in this case acidic aqueous solutions) to wet the steel surface. If fluids do not wet the surface, no corrosion will exist. Thus, a method of coating that can withstand the high temperatures and pressures of coiled tubing manufacturing and operations that locally protects the bias weldment will solve the problem.

NOV has licensed a coating process that uses physical vapor deposition to locally protect the bias weld. Coatings have been investigated in the past by tubing manufacturers, but applications have been stymied by issues with coating adhesion. The thin film coating of PVD had excellent adherence, inspiring a stage-gate testing program for the development of a working prototype apparatus.

Testing Results

The first test was to manufacture coated samples of coiled tubing steel. Even though the embodiment of this technology was to protect the bias weldments, it was viewed as unnecessary to make welded coupons since this test was one meant to prove coating adhesion. Ten samples were coated with four different coatings at varying thicknesses. The first test was to perform a bend test (U-Bend), similar to a welding procedure qualification test per the ASME Boiler and Pressure Vessel Code (Section IX). Unlike a typical mechanical test of a weld, the coating adhesion was

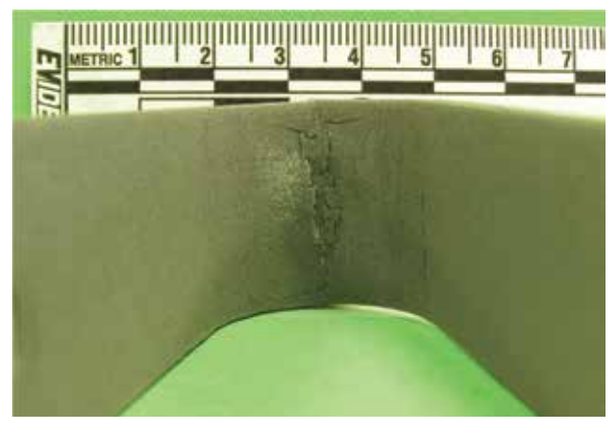


Рисунок 2 – Испытание на U-образный изгиб для моделирования напряжений, возникающих при изготовлении гибких труб (покрытие показало низкую прочность адгезии)

Figure 2 – U-Bend test to simulate tube forming stresses (coating had adhesion issues)

применение было затруднено из-за проблем со сцеплением покрытия с поверхностью (адгезией). Нанесение тонкопленочного покрытия путем вакуумного напыления (PVD) обеспечивает отличное сцепление покрытия с поверхностью, что дает основание для проведения поэтапных испытаний для разработки рабочих прототипов.

Результаты испытаний

Первым шагом было изготовление образцов стали ГНКТ с покрытием. Несмотря на то что эта технология предназначена для защиты косых сварных швов, было принято решение провести испытание обычных образцов стали вместо образцов со сварными швами, поскольку целью являлось подтверждение прочности сцепления покрытия с поверхностью. Четыре типа покрытий различной толщины были нанесены на десять образцов. В первую очередь было проведено испытание на изгиб (U-образный изгиб), аналогичное квалификационным испытаниям сварочных работ согласно стандарту ASME (Американское общество инженеров-механиков) по котлам и сосудам, работающим под давлением (раздел IX). В отличие от стандартных механических испытаний сварного шва, прочность адгезии покрытия исследовалась на внутренней поверхности изгиба образца, имитирующего внутреннюю поверхность трубы (место избирательной коррозии).

Лишь у одного из образцов была замечена низкая прочность адгезии, как показано на рис. 2.

После испытания на U-образный изгиб остальные девять образцов были погружены в 15%-ю соляную кислоту без добавок для имитации коррозионной среды, которая характерна для нестандартных операций с наличием в скважине микробов. Только одно покрытие выдержало воздействие кислоты, что упростило выбор метода покрытия и материала. На рисунке 3 изображена фотография образца после воздействия кислоты. Следует отметить, что точечная коррозия в месте нанесения покрытия отсутствует. Также следует отметить, что сильнее всего коррозия проявляется на границе раздела покрытия, что может быть вызвано наличием гальванической связи. Такой уровень коррозии был признан приемлемым, так как избирательная коррозия косых сварных швов уже содержит гальванический компонент, который и является причиной избирательного характера коррозии.

После успешных испытаний покрытий для определения локальной коррозионной стойкости в рамках процесса изготовления труб были проведены последующие испытания, в которых для моделирования циклических нагрузок в полевых операциях образцы были помещены в трубопрокатный стан и испытаны на малоцикловую усталость. Несмотря на то что

Рисунок 3 – Испытание на U-образный изгиб после воздействия 15%-й HCl. Точечная коррозия на границе раздела покрытия (внизу слева). Масштаб, мм

Figure 3 – U-Bend test to after exposure to 15% HCl. Note pitting at the coating interface (bottom left). Scale is mm

examined on the bend intrados, which simulates the tubing ID (the location of the preferential corrosion). Only one of the coupons had visually noticeable adhesion issues, which is shown in Figure 2.

Following the U-Bend testing, the remaining nine samples were immersed in uninhibited 15% hydrochloric acid to simulate the corrosive environment caused by microbes in unconventional operations. Only one coating resisted the acid exposure, which made selection of a coating method and material simple. A photograph of the U-Bend sample after exposure is provided as Figure 3. Note that there is no visible pitting corrosion at the location of the coating. Additionally, it is worth noting that the corrosion is heaviest at the interface of the coating, which is likely to be due to a galvanic couple. This corrosion was judged acceptable since the preferential corrosion of the bias weldments already contains a galvanic component – hence the preferential nature of the corrosion.

Based on successful testing of the concept in terms of tube forming and localized corrosion resistance, further tests were performed to make coupons to be put through tube forming and low-cycle fatigue testing to simulate cyclic loading conditions in coiled tubing operations. While there was high expectation for the technology based on the previously completed

ранее проведенные испытания уже вселили большие ожидания от технологии, следующий этап должен был дать руководству дополнительное обоснование того, что концепция будет работать, и обеспечить финансирование для ввода в эксплуатацию рабочего прототипа с покрытием, нанесенным путем вакуумного напыления (PVD).

Рисунок 4 – Изображение внутренней поверхности трубы с PVD-покрытием косого сварного шва. Следует обратить внимание, что окись (красная ржавчина) возникает по всей поверхности покрытия, но в нем нет разрывов. Масштаб, мм

Figure 4 – ID view of PVD-coated bias weldment. Note that oxide (red rust) is over the entire coating surface but that there are no discontinuities in the coating. Scale minor dimension is mm

Для проведения испытания PVD-покрытия были специально изготовлены тестовые образцы с косыми сварными швами, которые были помещены в трубопрокатный стан как обычные гибкие трубы. Первый образец был разделен на секции в продольном направлении для визуальной оценки сцепления покрытия с поверхностью, при этом больших разрывов целостности покрытия замечено не было. Остальные образцы были подвержены пластическому изгибу под давлением для моделирования нагрузок в полевых условиях. На рисунке 4 показан один из образцов после цикличного разделения на секции в продольном направлении для исследования покрытия. При этом жидкость испытания оставалась внутри трубы в течение всего периода выходных дней. Изображение покрытия на внутренней поверхности трубы показывает, что сцепление покрытия с поверхностью не прерывается, что соответствует задачам испытания.

Следует отметить, на сварном шве был замечен разрыв покрытия, что было ожидаемо, поскольку покрытие наносится до проведения высокочастотной индукционной сварки. Решение этой давно известной проблемы было выполнено путем анализа всех отказов ГНКТ в полевых условиях из-за внутренней точечной коррозии и растрескивания на участках косых сварных швов. Анализ 102 отказов гибких труб, проведенный в период с 2014 по 2018 год, показал, что возникновение коррозии никогда не начиналось на участке сварного шва. Практическое применение данной информации заключается в том, что наличие разрывов покрытия допустимо при условии, что они находятся на сварных швах.

testing, this next stage was meant to provide further justification to the management team that the concept would work to secure funding to commission a working prototype PVD apparatus.

Test samples were created containing bias welds given a PVD coating. The samples were put through the manufacturing tubing mill, as typical coiled tubing product would be processed. The first sample was sectioned longitudinally to visually evaluate for the adherence of the coating, with no obvious breaks in coating continuity noted. The remaining samples were bent plastically under pressure to simulate the loading conditions in the field. Figure 4 shows one of the samples after cycling sectioned longitudinally to reveal the coating, with the test fluid left within the tubing ID for an entire weekend The ID view of the coating in this image shows that it is continuously adhered, which meets test expectations.

It must be noted that the coating is discontinuous at the seam weldment, which is expected for this operation, since coating is performed before high-frequency induction welding. This was a known design issue but was satisfied with a review of all failure analyses from the field that included internal pitting and cracking at the bias weldment. This revealed that none of the 102 failure analyses performed between 2014 through 2018 contained the initiation site at the seam weld area. The practical application of the knowledge is that a discontinuous coating is acceptable, provided the discontinuity is at the seam weldment.

Based on the success of the first two test programs,

Успех первых двух испытаний позволил обеспечить финансирование для разработки рабочего прототипа. Разработка прототипа выполнялась подрядчиком, имеющим опыт в области производства металлических изделий с применением комплексных систем управления. Было предложено несколько вариантов конструкции. При этом основной задачей была разработка вакуумной камеры, способной обеспечить герметичность при нанесении покрытия на непрерывную стальную полосу.

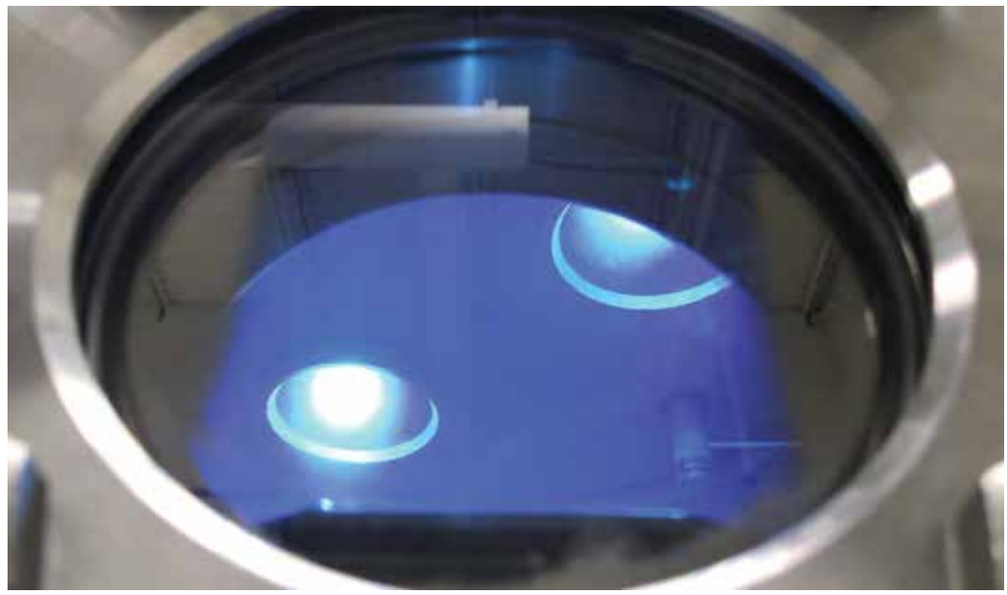


Рисунок 5 – Вид через смотровое окно на плазменное распыление покрытия в рамках заводских приемо-сдаточных испытаний
Figure 5 – View of the coating plasma through the observation window at the factory acceptance test

Конструкция была окончательно согласована со всеми заинтересованными сторонами, и вакуумная камера была установлена на заводе Quality Tubing в Хьюстоне, штат Техас. На рисунке 5 показан вид через смотровое окно на процесс ионизации материала покрытия (синего цвета).

После установки рабочего прототипа следующей задачей был поиск партнеров для опытно-промышленных испытаний изготовленных ГНКТ. В результате были изготовлены гибкие трубы стандартных типоразмеров и конструкций с вторичной термической обработкой. На сегодняшний день сообщений о преждевременных отказах из-за местной коррозии на внутренней поверхности трубы не поступало.

Выводы

На текущий момент испытания признаны успешными, однако еще предстоит определить, устраняет ли данный метод нанесения покрытия проблему с избирательной коррозией сварных швов или же он лишь значительно повышает стойкость к местной коррозии. В любом случае эта технология позволяет значительно повысить надежность гибкой трубы при использовании в сланцевых коллекторах за счет защиты от одного из механизмов разрушения. Следует отметить, что при контакте с кислотными растворами трубы по-прежнему будут подвергаться коррозии. Данное решение просто «перенесет» коррозию со сварного шва на участок трубы, который более устойчив к возникновению и распространению трещин малоцикловой усталости.

capital for a working prototype was secured. The design of the prototype was handled by a contractor experienced with hardware manufacturing and controls integration. Several design iterations were proposed, with the obvious design challenge being the creation of a vacuum chamber capable of sealing on a continuous steel strip.

A design was finally settled upon by all stakeholders and was installed in the Quality Tubing manufacturing facility in Houston, Texas. A view of the ionization of the coating material (blue in color) through the observation window is provided below in Figure 5.

With the working prototype apparatus installed, the next challenge was to find partners for the beta test strings. Strings have been manufactured in conventional designs and after secondary thermal processing, with no reports of premature failure due to localized ID corrosion provided to date.

Conclusions

Testing to date has been successful, but further work remains to determine if this coating method remediates issues with preferential corrosion of bias weldments or just significantly improves local corrosion resistance. Either way, this technology stands to dramatically improve the reliability of coiled tubing in shale plays by removing a particularly concerning failure mechanism. It is worth noting that the tubing will still corrode when in contact with acidic solutions; this solution will simply “move” the corrosion away from the weldment to a portion of the tubing that is more resistant to low-cycle fatigue crack initiation and propagation.

ESTM

Производство гибких насосно-компрессорных труб

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

НЕФТЕПРОМЫСЛОВАЯ ХИМИЯ

VI Международная (XIV Всероссийская) научно-практическая конференция

В РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина 27 июня 2019 года прошла VI Международная (XIV Всероссийская) научно-практическая конференция «Нефтепромысловая химия».

Организаторами мероприятия традиционно выступили Министерство образования и науки Российской Федерации, федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина», НОЦ «Промысловая химия», Технологическая платформа «Технологии добычи и использования углеводородов.

Основную аудиторию конференции составили представители НИИ, вузов, предприятий и компаний, занимающихся разработкой, производством, поставкой и применением химических реагентов для нефтяной и газовой промышленности на территории России и стран СНГ – 56 человек, представляющих 18 учебных, научных и производственных объединений и организаций.

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

С приветственным словом к участникам конференции обратился проректор по инновационной деятельности и коммерциализации разработок РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, профессор М.А. Силин. Он, в частности, сказал: «Конференцию «Нефтепромысловая химия» мы проводим ежегодно. Она стала очень известной площадкой, собирающей представителей и компаний, и вузов – научных школ. У российской нефтепромысловой химии есть несколько очень сильных центров: это Казань, Уфа, Самара, Пермь, ну и Москва. Мы рады приветствовать всех участников в стенах нашего университета, который в следующем, 2020 году будет отмечать 90-летний юбилей. Такой старый вуз, конечно же, чтит свои традиции, одна из которых – проводить конференцию «Нефтепромысловая химия». Не буду говорить о ее значении: вы все

профессионалы и прекрасно понимаете, что без химии ни один процесс добычи не обходится, а нефтяная отрасль – становой хребет экономики России. Поэтому всё, что мы делаем, – во благо Отечества».

Тематическое поле VI Международной (XIV Всероссийской) научно-практической конференции «Нефтепромысловая химия» было сфокусировано на следующих направлениях:

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

У российской нефтепромысловой химии есть несколько очень сильных центров: это Казань, Уфа, Самара, Пермь, ну и Москва.

Особое внимание на конференции было уделено технологиям проведения ремонтно-изоляционных работ и технологиям по борьбе с осложнениями в добыче нефти.

На конференции были заслушаны и обсуждены 19 пленарных докладов, ряд из которых близок к тематике журнала «Время колтюбинга. Время ГРП».

С докладом «Направления развития НПХ в ПАО «Газпром нефть» выступил С.А. Шадымухамедов, руководитель направления по внедрению и контролю исполнения технологической документации ПАО «Газпром нефть».

«Опыт проведения РИР в горизонтальных нефтяных скважинах с портами МГРП» обобщил З.А. Шидгинов, заведующий сектором НОЦ «Промысловая химия». Был представлен опыт проведения РИР в горизонтальной скважине с портами МГРП двумя различными

технологическими решениями, с применением ГНКТ и технологических НКТ. Охарактеризован ход проведения работ и свойства примененных технологических жидкостей. Показана эффективность процесса.

О лабораторных исследованиях водоизоляционных технологий на керновом материале рассказал И.А. Кожевников, начальник отдела исследований химических методов повышения нефтеотдачи пласта на керне филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми.

Ведущий инженер НОЦ «Промысловая химия» С.А. Бородин выступил с докладом «Подбор объектов исследования для определения ингибирующей способности стабилизаторов глин».

Инженер того же центра А.А. Стефанцев доложил о разработке универсального тампонажного раствора для проведения РИР на нефтяных и газовых месторождениях. Были проведены исследования оксида магния и магнезиальных цементов различных производителей. Разработан тампонажный состав на магнезиальной основе для ремонтно-изоляционных работ на скважинах при температурах до 100 °С. Данный состав отличается от традиционных высокой проникающей способностью за счет среднего размера частиц порядка 1 мкм и высокой прочностью на изгиб.

С.В. Аксенова, инженер НОЦ «Промысловая химия», рассказала о тампонажном растворе на основе синтетических смол. Был разработан изоляционный состав на основе фенолформальдегидной смолы с фенольным отвердителем. Изоляционный состав представляет собой низковязкий несуспензионный раствор с высокой проникающей способностью, образующий со временем стойкий и прочный к нагрузкам тампонажный камень. Проведены исследования разработанного состава и определено время гелеобразования композиции при различных условиях.

Об исследовании реагентов технологии полимерного заводнения для условий месторождений Западной Сибири рассказала инженер-химик 1-й категории филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени А.В. Кладова. Новую технологию ликвидации поглощений карбонатных коллекторов (на примере Кулешовского месторождения ПАО НК «Роснефть») презентовала техник ООО «СамараНИПИнефть» В.В. Кузьмина.

Победителями конкурса за лучший доклад по итогам работы конференции стали А.В. Фахреева, аспирант Уфимского института химии РАН, рассказавшая о «Разработке новых нефтепромысловых реагентов на основе полисахаридов», и ведущий инженер НОЦ «Промысловая химия» П.К. Крисанова, выступившая с докладом «Исследование вязкоупругих свойств растворов поверхностно-активных веществ».

В последние годы значительно активизировались научно-исследовательские работы, направленные на получение различных химических реагентов и исследование механизма их действия, о чем свидетельствуют, в частности, как 57 статей и тезисов докладов, представленных на конференции, так и все более широкое использование отечественных химреагентов в нефтегазовой отрасли.

На конференции было отмечено, что в последние годы значительно активизировались научно-исследовательские работы, направленные на получение различных химических реагентов и исследование механизма их действия, о чем свидетельствуют, в частности, как 57 статей и тезисов докладов, представленных на конференции, так и все более широкое использование отечественных химреагентов в нефтегазовой отрасли.

Одно из решений конференции – обратиться в Министерство энергетики с целью инициирования разработки методики определения ЛХОС путем рентгенофлуоресцентного анализа, позволяющего определять содержание Cl вне зависимости от химического строения хлорорганических соединений. Такой анализ будет способен предотвратить попадание загрязненной хлорорганическими соединениями нефти в трубопроводы, как недавно случилось с нефтепроводом «Дружба».

В программу мероприятия входил конкурс фотографий «Красота месторождений», победителем которого стала работа инженера НОЦ «Промысловая химия» при РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина В.В. Василевича. Лучшие фотографии будут опубликованы в одноименной рубрике журнала «Время колтюбинга», старт которой в издании дала профессор кафедры технологии химических веществ для нефтяной и газовой промышленности РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина Л.А. Магадова.

Победители конкурсов на лучший доклад и «Красота месторождений» были отмечены призами – статуэтками «Умная сова» и книгами: М.А. Келланд «Промысловая химия в нефтегазовой отрасли», перевод с английского под редакцией Л.А. Магадовой, издательство «Профессия», С.-Пб. – 2015 г.; Лорье Л. Шрам «Поверхностно-активные вещества в нефтегазовой отрасли. Состав, свойства, применение» под редакцией М.С. Подзоровой и В.Р. Магадова, издательство «Профессия», С.- Пб. – 2018 г.

Участники конференции отметили актуальность и своевременность проведения подобных конференций и хорошую организацию работы. Решено провести следующую, VII Международную научно-практическую конференцию «Промысловая химия» (XV Всероссийскую научно-практическую конференцию) в июне 2020 года.

КОЙЛ
СЕРВИС

КАМАЗ-БИЗНЕС
KAMAZ

КОЙЛ
СЕРВИС

Красота месторождений
The Beauty of Oilfields

Фотографии предоставлены ООО «Койл-Сервис»

The photos are published by courtesy of Coil-Service LLC

Появление нового стандарта в ГНКТ.

Как компания предоставляющая сервис с ГНКТ, Вы часто сталкиваетесь со множеством проблем – таких как коррозия на сварных швах, прочность гибкой трубы и её долговечность, бурение с увеличенным радиусом, и у нас есть решение этих проблем. Мы с гордостью представляем Advent™ - добро пожаловать в будущее ГНКТ.

Узнайте больше о будущем ГНКТ на **nov.com/advent**

Quality Tubing | NOV Completion & Production Solutions

© 2019 National Oilwell Varco | All Rights Reserved

ICoTA РОССИЯ

Coiled tubing times
ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА
ВРЕМЯ ГРП

КОЛТЮБИНГ
НП «ЦРКТ»

Уважаемые коллеги! Дорогие друзья!
Российское отделение Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA) предлагает вам принять участие в голосовании, результатом которого станет формирование шорт-листа специальной премии **Intervention Technology Award – 2019**.

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

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

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

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

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

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

«Лучшее периодическое издание в России, освещающее проблемы нефтегазового сервиса» _____
_____
_____

Просим вас отсканировать заполненную форму и прислать по адресу: cttimes@cttimes.org.
Можно также прислать заполненную форму по факсу: +7 (499) 788-91-19

Ваш голос очень важен!

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

Торжественное вручение дипломов лауреатам российской Intervention Technology Award состоится в рамках 20-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы» в ноябре 2019 года.

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

Контактная информация:
www.icota-russia.ru
Пыжевский переулок, 5,
строение 1, офис 224
Москва 119017,
Российская Федерация

Тел. +7 (495) 481-34-97
(доб. 102)
Моб. +7 (968) 356-34-45
Факс: +7 (499) 788-91-19

ICoTA РОССИЯ

Coiled tubing times
ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА
ВРЕМЯ ГРП

КОЛТЮБИНГ
NP CTTDC

Dear colleagues and friends!
Russian Chapter of the Intervention and Coiled Tubing Association (ICoTA) invites you to respond to a poll and tell us which companies are worthy of the special **Intervention Technology Award – 2019**.

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

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

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

Best independent service innovating company in Russia _____
_____
_____

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

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

Best periodical in Russia, highlighting the problems of oil and gas service _____
_____

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

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

Your opinion is very important for us!

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

Intervention Technology Award Ceremony will be held in the framework of the 20th International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference on November, 2019.

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

Contact information:
www.icota-russia.ru
5/1 Pyzhevsky lane,
Suite 224
119017 Moscow, Russian Federation

Tel. +7 (495) 481-34-97 (ext. 102)
Mobile: +7 (968) 356-34-45
Fax: +7 (499) 788-91-19

Российское отделение Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам

Некоммерческое партнерство «Центр развития колтюбинговых технологий»

Russian Chapter of the Intervention and Coiled Tubing Association

Nonprofit Partnership Coiled Tubing Technologies Development Center

ICOTA РОССИЯ

КОЛТЮБИНГ
НП «ЦРКТ»
NP CTTDC

Контактная информация

Пыжевский переулок, 5, строение 1, офис 224
Москва 119017, Российская Федерация
Телефон: +7 499 788 91 24; +7 (916) 512 70 54
Факс: +7 499 788 91 19
E-mail: info@icota-russia.ru

Contact information

5/1 Pyzhevsky lane, Suite 224
119017 Moscow, Russian Federation
Telephone: +7 499 788 91 24; +7 (916) 512 70 54
Fax: +7 499 788 91 19
E-mail: info@icota-russia.ru

www.icota-russia.ru

ICoTA РОССИЯ

Целью Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам является развитие возможностей для профессионального общения специалистов, аккумуляция технических знаний, обобщение опыта применения инновационных технологий, содействие внедрению новейших разработок в области колтюбинговых технологий и других сегментов высокотехнологичного нефтегазового сервиса и стандартов безопасности проведения работ.

Российское отделение Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA-Россия) является информационной структурой, действующей в рамках Некоммерческого партнерства «Центр развития колтюбинговых технологий», и осуществляет свою деятельность в соответствии с Соглашением о сотрудничестве, заключенным между Ассоциацией специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA) и Некоммерческим партнерством «Центр развития колтюбинговых технологий».

ЗАЯВЛЕНИЕ

Прошу принять меня в члены ICoTA-Россия

Фамилия _____ Написание по-английски _____

Имя _____ _____ Написание по-английски _____

Отчество _____

Организация/компания/структура _____

Должность _____

Адрес электронной почты _____

Телефон служебный _____ Факс _____

Телефон мобильный _____

Почтовый адрес для связи _____

Дата _____ Подпись _____

Пожалуйста, отправьте заполненное заявление по факсу: +7 499 788 91 19
или скан заявления на e-mail: **info@icota-russia.ru**

Медиаплан распространения журнала «Время колтюбинга. Время ГРП» на отраслевых мероприятиях в 2019 году

ВК № 3/69, сентябрь-2019

Мероприятие	Дата проведения	Страна, город	Организатор	Сайт
10-я Международная научно-практическая конференция «Строительство и ремонт скважин»	22-27.09.2019	Новороссийск	«Черноморские нефтегазовые конференции»	http://oilgasconference.ru/conference/
«Повышение эффективности процесса добычи нефти»	сентябрь	Ижевск	ООО «КОНФЕРЕНЦ-НЕФТЬ»	http://konferenc-neft.ru/avtodor-optimisation-4
24-я Международная выставка «Сургут. Нефть и газ – 2019»	25-27.09.2019	Сургут	АО ОВЦ «Югорские контракты»	https://www.exponet.ru/exhibitions/by-id/oilgassur/oilgassur2019/index.ru.html
Международная научно-практическая конференция «Интеллектуальное месторождение: инновационные технологии от скважины до магистральной трубы»	7-12.10.2019	Сочи	ООО «НПП «Нитпо»	http://oilgasconference.ru/conference/
«Нефть. Газ. Хим-2019»	9-11.10.2019	Саратов	ЛДС «Кристалл»	http://expo.sofit.ru/exhibitions/neft-gaz-khim-2019/
Российская нефтегазовая техническая конференция SPE	22-24.10.2019	Москва	SPE	http://rca.spe.org/ru/events/2019-spe-russian-petroleum-technology-conference/
21-я Межрегиональная выставка технологий и оборудования для нефтяной, газовой и химической промышленности «Нефть и Газ. Химия – 2019»	22-25.10.2019	Пермь	ТВЦ «Пермская ярмарка»	https://oil.expoperm.ru/
«Нефтедобыча. Нефтепереработка. Химия – 2019»	22-24.10.2019	Самара	ВК «Экспо-Волга»	http://www.totalexpo.ru/expo/2171.aspx
XVII Международный форум «Перспективные технологии и высокотехнологичное оборудование для предприятий нефтегазовой отрасли – 2019»	23.10.2019	Москва	RPI	http://www.rpi-conferences.com/services-and-equipment
6-я Международная конференция и выставка «Геологоразведка-2019»	24.10.2019	Москва	Росгеология при поддержке и участии Министерства природных ресурсов и экологии РФ	http://geologorazvedka2019.ru/
XIV конференция «Нефтегазовый сервис в России» («Нефтегазсервис»)	30.10.2019	Москва	«Московские нефтегазовые конференции»	
20-я Международная научно-практическая конференция «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы»	7-8.11.2019	Москва	ICoTA, ООО «Время колтюбинга»	http://www.cttimes.org/conf/
ADIPEC-2019	11-14.11.2019	UAE, ABU DHABI	ABU DHABI NATIONAL EXHIBITION CENTER (ADNEC)	https://www.adipec.com/
SPE ICoTA 25th European Well Intervention Conference	13-14.11.2019	UK, Aberdeen	SPE	https://www.spe-aberdeen.org/events/spe-icota-25th-european-well-intervention-conference/
XVIII специализированная выставка оборудования, технологий для нефтяной и газовой промышленности и нефтеперерабатывающего комплекса «Оборудование – Нефть. Газ. Химия – 2019»	13-15.11.2019	Волгоград	ВВЦ «Регион»	https://www.exponet.ru/exhibitions/by-id/oilgasavolg/oilgasavolg2019/index.ru.html

Coiled tubing times
ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА
ВРЕМЯ ГРП

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. x 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$.

НОВЫЙ ЧЛЕН РЕДАКЦИОННОГО СОВЕТА
NEW MEMBER OF THE EDITORIAL BOARD

Андрей Владимирович ТРИФОНОВ родился 11 июня 1982 года в Переяславе-Хмельницком Киевской области. Окончил Тюменский государственный нефтегазовый университет по специальности «разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений». Трудовую деятельность начал в 2005 году в должности оператора добычи нефти и газа ООО «РН-Пурнефтегаз». С 2012 года работал в ООО «Печоранефть» главным технологом по добыче нефти и газа. С 2013 года работал в ООО «ГПН - Развитие», филиал «Новый порт, начальником производственного отдела, далее – начальником управления добычи ООО «Газпромнефть-Ямал». В настоящее время – главный инженер проекта «Ямбург», ООО «Газпромнефть-Заполярье».

Andrey Vladimirovich TRIFONOV, was born on June 11, 1982 in the city of Pereyaslav-Khmelnitsky, Kiev region. He graduated from Tyumen State Oil and Gas University with a degree in the development and operation of oil and gas fields. He began his career in 2005 as an operator of oil and gas production LLC RN-Purneftegaz. Since 2012, he worked at Pechraneft LLC as Chief Technologist for oil and gas production. From 2013, he worked in LLC GPN-Razvitiye branch New Port as head of the production department, then head of the production department of Gazpromneft-Yamal. At present – Chief Engineer of the Yamburg project, Gazpromneft-Zapolyarye LLC.

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.

Honorary editor – **Ron Clarke** (rc@cttimes.org);
Editor-in-chief – **Halina Bulyka** (halina.bulyka@cttimes.org);
Director of Strategic Development "Coiled Tubing Times" – **Artem Gribov** (artem.gribov@cttimes.org);
Scientific editor – **Anton Fedorenko**, Doctor of Phys.-Math.;
Translators – **Sergey Maslenitsin, Christina Bulyko, Gregory Fomichev, Svetlana Lysenko**; Executive editor – **Natallia Mikheyeva**;
Marketing and advertising – **Marina Kulikovskaya** (advert@cttimes.org);
Design & computer making up – **Ludmila Goncharova**;
Subscription & distribution – cttimes@cttimes.org.

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.

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.

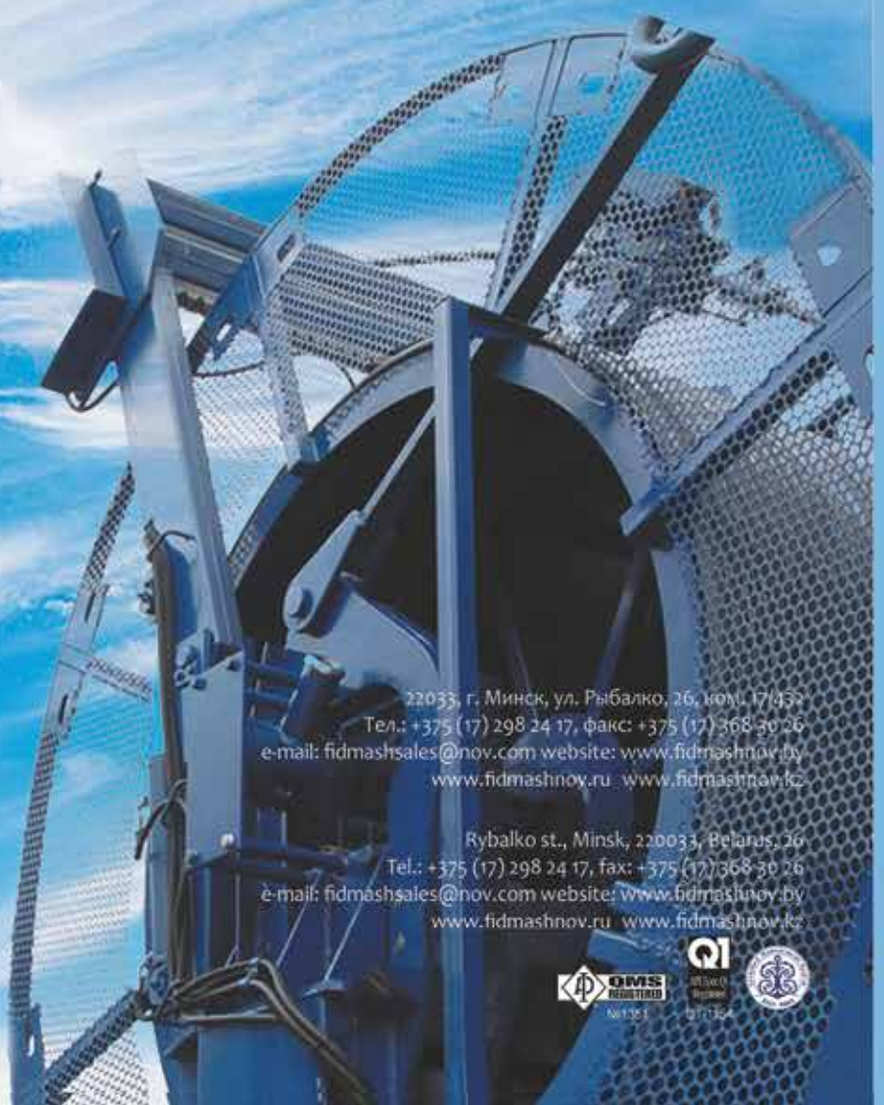
The materials, the author of which is not specified, are the product of the Editorial Board teamwork. When reprinting the materials the reference to the Coiled Tubing Times is obligatory. The articles provided in this journal do not necessarily represent the opinion of the Editorial Board.

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

Fidmash NOV Completion & Production Solutions



220033, г. Минск, ул. Рыбалко, 26, ком. 17/432
Тел.: +375 (17) 298 24 17, факс: +375 (17) 368 30 26
e-mail: fidmashsales@nov.com website: www.fidmashnov.by
www.fidmashnov.ru www.fidmashnov.kz

Rybalko st., Minsk, 220033, Belarus, 26
Tel.: +375 (17) 298 24 17, fax: +375 (17) 368 30 26
e-mail: fidmashsales@nov.com website: www.fidmashnov.by
www.fidmashnov.ru www.fidmashnov.kz

ПАКЕР СЕРВИС

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

Гидравлический разрыв пласта
Hydraulic fracturing

Услуги с установками ГНКТ
Coiled tubing services

Освоение скважин азотом
Well gaslifting

Заканчивание скважин
Well completion

Пакерный сервис
Packer service

Ловильные работы
Fishing operations

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

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

ПАКЕР ТУЛЗ

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