ISSN 1817-3330

Coiled tubing times

ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА
ВРЕМЯ ГРП

издается с 2002 года / has been published since 2002

4 (078), Декабрь/December 2021

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

22nd INTERNATIONAL COILED TUBING, HYDRAULIC FRACTURING AND WELL INTERVENTION CONFERENCE

ТЕХНОЛОГИИ И ТЕНДЕНЦИИ ВНУТРИСКВАЖИННЫХ РАБОТ

TECHNOLOGY AND OPERATIONAL TRENDS IN WELL INTERVENTION

АЛЬТЕРНАТИВНЫЕ СИСТЕМЫ ГРП. СИНТЕТИЧЕСКИЙ ПОЛИМЕР HYDRA GEL X ДЛЯ ВСКРЫТИЯ СРЕДНЕТЕМПЕРАТУРНЫХ ПЛАСТОВ

СИСТЕМЫ МГРП FRACTURA

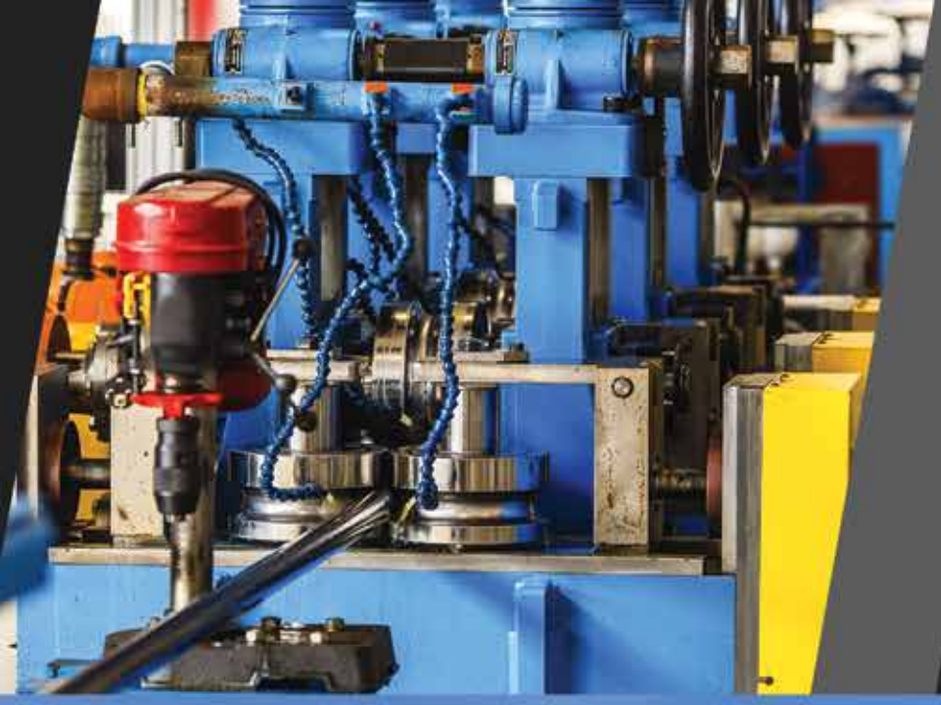
ИННОВАЦИИ В ОБЛАСТИ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ

ТЕЗИСЫ КОНФЕРЕНЦИИ ПО КОЛТЮБИНГОВЫМ ТЕХНОЛОГИЯМ И ВНУТРИСКВАЖИННЫМ РАБОТАМ SPE/ICoTA 2021 (ЧАСТЬ 2)

SPE/ICoTA COILED TUBING & WELL INTERVENTION CONFERENCE 2021 ABSTRACTS (PART 2)

www.cttimes.org

78



ESTM

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

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

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

ICOTA РОССИЯ

Coiled tubing times
ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА
ВРЕМЯ ГРП

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

The 23rd International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference

При поддержке Министерства энергетики РФ

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

Ноябрь 2022 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, 2022,
Russia, Moscow, Novotel Moscow City Hotel
(Presnenskaya emb. 2, "Delovoy Tsentr" / "Vystavochnaya" metro station)

Conference topics:

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

КОНТАКТЫ / CONTACTS:

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

РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ

Ж. Атти, вице-президент по международным продажам компании Global Tubing;
Р.М. Ахметшин, заместитель директора ООО «ТаграС-РемСервис» – начальник предприятия «АктюбинскРемСервис»;
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»;
Т. Грин, старший сопредседатель Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA), специалист по нефтегазовому делу;
С.А. Заграничный, генеральный директор ТОО "Temir Energy Central Asia";
Р. Кларк, почетный редактор журнала;
А.Н. Коротченко, директор ООО «ИнТех»;
Е.Б. Лапотентова, заместитель председателя Совета Группы ФИД;
В.В. Лаптев, к.т.н., первый вице-президент Евро-Азиатского геофизического общества;
А.М. Овсянкин, первый заместитель генерального директора ООО «Пакер Сервис»;
М.А. Силин, д.х.н., профессор, заведующий кафедрой «Технологии химических веществ для нефтяной и газовой промышленности»РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина;
С.М. 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».

Научные консультанты – **Л.А. Магадова**, д.т.н., зам. директора Института промысловой химии РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина; **Х.Б. Луфт**, старший технический советник компании Trican Well Service; **К. Ньюман**, учредитель Athena Engineering Services; **А.В. Кустышев**, д.т.н., профессор.

EDITORIAL BOARD

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

Scientific consultants – **L. Magadova**, Doctor of Engineering, Deputy Director of Institute of Industrial Chemistry, Gubkin Russian State University of Oil and Gas; **H.B. Luft**, Professor, Senior Technical Advisor of Trican Well Service; **K. Newman**, Founder of Athena Engineering Services; **A. Kustyshev**, Doctor of Engineering, Professor.

ИЗДАТЕЛЬ
ООО «Время колтюбинга»

ЖУРНАЛ ПОДГОТОВЛЕН К ВЫПУСКУ
редакцией журнала «Время колтюбинга. Время ГРП». 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.: +7 495 481 34 97, 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: +7 495 481 34 97, Fax: +7 499 788 91 19.
www.cttimes.org, e-mail: cttimes@cttimes.org
Edition: 6000 copies. The first party: 1000 copies.
The Journal is registered by the Federal Agency of Press and Mass Communication of Russian Federation.
Registration number ПИ № ФС 77-55830 dated 30.10.2013.

СЛОВО РЕДАКТОРА

Друзья, 22-я Международная научно-практическая конференция «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы» состоялась точно по плану в Москве. Я безмерно рад, что конференция развивается, несмотря на ограничения, которые на нас накладывает пандемия. В этом году программа вместила 43 доклада – небывалое количество! Двухдневное мероприятие собрало очень представительную аудиторию, а с учетом онлайн-участников (конференция транслировалась в интернете) – и вовсе необъятную. Это была долгожданная встреча коллег, жаждущих поделиться своими профессиональными достижениями. А лично для меня еще и возможность попрактиковаться в русском языке. Признаюсь, осознал, что у меня еще много работы на этом фронте...

Наша конференция неизменно очерчивает передовую линию высоких технологий нефтегазового сервиса. Старший сопредседатель ICoTA Стюарт Марчи, выступивший на конференции онлайн, группирует их по четырем направлениям: надежность технологий, операционная эффективность, минимизация воздействия на окружающую среду и цифровизация. Все современные технологии так или иначе действуют в данных координатах, но самым заметным трендом становится цифровизация. Все больше сервисных компаний внедряют новые цифровые решения, направленные на повышение эффективности работ и снижение затрат. Это четко прослеживалось в тематике как целых докладов конференции, так и их отдельных частей.

Из трех составляющих названия конференции наиболее интенсивно развивается сегмент ГРП, а точнее, МГРП, ставший основным драйвером роста. С увеличением протяженности горизонтальных стволов растет стадийность. В среднем она составляет 7–8 стадий, но случаются и 30+ стадийные гидроразрывы. Всё больше производится рефраков, как я и предсказывал пару лет назад.

Рынок колтюбинга на современном этапе слегка сбавил обороты. В год в России производится около 16,5 тысяч колтюбинговых операций. Однако радует то, что в их числе всё больше сложнейших, включая колтюбинговое бурение. Авторитетные эксперты полагают, что рынок ГНКТ обладает значительным потенциалом роста к 2030 году – почти двукратным в денежном выражении. Он будет обусловлен увеличением не только количества операций, но и себестоимости отдельных операций в связи с повышением технологической сложности. А еще впечатляет, что в России открываются всё новые конкурентоспособные предприятия по производству гибкой трубы. Это значит, что колтюбинговые технологии перспективны, а любые спады на рынке временны.

В новом выпуске «Времени колтюбинга. Времени ГРП» вы найдете подробную информацию о 22-й конференции, ознакомитесь как с уже сформировавшимися, так и с едва наметившимися в отрасли трендами, которые, возможно, станут основными через год или два, о чем будет доложено на новых конференциях «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы», куда я вас приглашу.

Рон Кларк

EDITORIAL

Dear friends, the 22nd International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference has been held in Moscow just as scheduled. I am happy that the Conference keeps expanding in spite of the limitations imposed on us by the pandemics. This year, the Conference program has encompassed 43 reports, which is an unprecedented number! There has been a nice turnout here for the two-day event; many online attendees (due to Internet streaming) also contributed to its scope. It was a long-awaited meeting of colleagues eager to share their professional achievements. As for me, it was also an opportunity for practicing my Russian and realizing a lot of work to do on that front.

Our Conference always outlines the forefront of the high-technology oil and gas service. According to Senior Chairman at Intervention and Coiled Tubing Association (ICoTA) Stuart Murchie who spoke online at the Conference, the main trends were grouped in four areas: Mission certainty, Operational efficiency, Footprint minimization, and Digitalization. All modern technologies eventually have these coordinates, with digitalization becoming the leading trend. More and more service companies introduce new digital solutions intended for the enhancement of operating efficiency and cost saving. There were many reports at the conference which, whether in whole or in part, explicitly followed this pattern.

Out of the three components making up the name of the Conference, the hydraulic fracturing segment, or rather multistage hydraulic fracturing, is the one featuring the most intensive development and becoming the main growth driver. The stages multiply in parallel with the increasing extension of horizontal shafts. Hydraulic fracturing has, in average, from 7 to 8 stages, but sometimes the number of stages exceeds 30. As I predicted a couple of years ago, refrac activities become more and more common.

Today, the coiled tubing market has lost its steam a bit. Approximately 16.5 thousand coiled tubing operations are performed in Russia every year. However, it is exciting that the percentage of complex operations, including coiled tubing drilling, increases. Competent experts believe that the coiled tubing market has a significant growth potential, it is expected to increase almost twofold in money terms by 2030. This increase will be caused not only by the growing number of operations, but also by the rising of certain operating costs because of the higher technical complexity. It also seems inspiring that new competitive enterprises producing coiled tubing keep springing up in Russia. It means that coiled tubing technologies are still rewarding and any recession at the market is temporary.

In the new issue of *Coiled Tubing Times*, you will find details of the 22nd Conference and read about the industry trends, both those well-developed and those only taking shape which may enter the mainstream in a year or two and become the subject for reports at new Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conferences where I am going to invite you to.

Ron Clarke

• СОДЕРЖАНИЕ • СОДЕРЖАНИЕ • СОДЕРЖАНИЕ • СОДЕРЖАНИЕ • СОДЕРЖАНИЕ •

ПЕРСПЕКТИВЫ

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

9 *В фокусе – оборудование*

22 *Эра цифровизации*

28 *Его величество ГРП*

36 *Колтюбинговые технологии и другие внутрискважинные работы*

ТЕХНОЛОГИИ

46 **Стюарт Марчи**
Технологии и тенденции внутрискважинных работ

54 **К.Н. Алегин**
Технология КГРП с пакером RAPTOR как альтернатива стандартной технологии Plug & Perf

56 Тезисы Конференции по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам SPE/ICoTA 2021 (часть 2)

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

60 *Секция 5. Спуск инструментов на кабеле. Разработки, области применения, технические решения*

66 *Секция 6. Повышение операционной эффективности и безопасности работ, обеспечение контроля за скважиной*

ОБОРУДОВАНИЕ

72 **Д.В. Мазурец, А.А. Салимгараев, Ф.Х. Гатиатуллин**
Системы МГРП FRACTURA – многообразие решений и гарантированный результат

МАТЕРИАЛЫ

78 **К.А. Аристова, Р.О. Кожевников, М.Г. Кунст, М.Т. Машаров**
ООО «Химпром»: Альтернативные системы ГРП. Синтетический полимер Hydra GEL X для вскрытия среднетемпературных пластов

НЕФТЕПРОМЫСЛОВАЯ ХИМИЯ

84 Инновации в области повышения нефтеотдачи пластов

84 *Применение горячей химико-термической технологии повышения нефтеотдачи пластов после заводнения сланцевых коллекторов*

85 *Увеличение нефтеотдачи с помощью наночастиц на основе кремния*

86 *Подбор кислотных композиций для стимуляции притока из низкопродуктивных пластов*

88 *Исследования бесхлорных кислотных композиций, модифицированных цвиттерионным ПАВ, для интенсификации притока из карбонатных коллекторов*

88 *Оптимизация компонентного состава кислотной композиции для условий продуктивных коллекторов нижнего миоцена месторождения Белый Тигр*

• СОДЕРЖАНИЕ • СОДЕРЖАНИЕ • СОДЕРЖАНИЕ • СОДЕРЖАНИЕ • СОДЕРЖАНИЕ •

• CONTENTS • CONTENTS • CONTENTS • CONTENTS • CONTENTS • CONTENTS •

89 *Использование 1-D геомеханической модели как инструмента для оценки эффективности кислотного воздействия на объекты с трудноизвлекаемыми запасами нефти*

КОНФЕРЕНЦИИ И ВЫСТАВКИ

90 Итоги XXVI научно-практической конференции «Модернизация российского геофизического комплекса»

СОБЫТИЕ

94 Стоп-кадры 22-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы»

PROSPECTS

6 Point of Contact
22nd International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference

9 *Focus on equipment*

22 *The era of digitalization*

26 *His Majesty Frac*

36 *Coiled Tubing and Well Intervention*

TECHNOLOGIES

46 **Stuart Murchie**
Technology and Operational Trends in Well Intervention

56 SPE/ICoTA Coiled Tubing & Well Intervention Conference 2021 Abstracts (Part 2)

56 *Session 4. Latest developments in equipment, tools, fluids, and materials for interventions*

60 *Session 5. Wireline developments, applications, and solutions*

66 *Session 6. Improving operational efficiency, HSE, and well control*

EVENT

94 Screenshots of the 22nd International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference

• CONTENTS • CONTENTS • CONTENTS • CONTENTS • CONTENTS • CONTENTS •

ТОЧКА КОНТАКТА
POINT OF CONTACT

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

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

22-я Международная научно-практическая конференция «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы» состоялась 11-12 ноября 2021 года на привычном месте, в «Новотеле Москва Сити», и на всей планете, поскольку велась прямая трансляция в сети Интернет.

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

Спонсировали мероприятие Группа ФИД и NOV FIDMASH (золотые спонсоры), компании «Шлюмберже», ESTM и «Пакер Сервис». Партнером выступил Научный центр мирового уровня «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина.

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

В 22-й встрече приняли участие (офлайн и онлайн) делегаты из разных регионов Российской Федерации, США, Китая, Беларуси, Германии. Они представляли компании «Газпром», «Газпромнефть НТЦ», «Газпромнефть-Заполярье», «Пакер Сервис», «БВТ», «БВТ-Восток», «Новатэк», «Сургутнефтегаз», «Шлюмберже», «ТаграС-РемСервис», «ЛенногорскРемСервис», «ФракДжет-Волга», Baker Hughes, «Белоруснефть», «Ветеран», «Нефтетранссервис», «Койл-Сервис», ПКФ «ГИС Нефтесервис», «Когалымнефтегеофизика», «Мессояханефтегаз», «ИНК», Группа ФИД, NOV FIDMASH, NOV Completion Tools, NOV Oilfield Services Vostok, «Римера», «РИАТ», «ММоторРА», «РН-БашНИПИнефть», Welltec, НПФ «Пакер»,

Особенностью нынешней конференции стало феноменальное количество докладов – 43!

The distinctive feature of this conference is a phenomenal number of reports – 43!

The 22nd International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference was held on 11-12 November 2021 at its usual venue, Novotel Moscow City, and all over the world due to the live streaming in the Internet.

The event was organized, as always, by the Intervention & Coiled Tubing Association (ICoTA-Russia) and the editorial board of the Coiled Tubing Times scientific and practical journal. The conference was officially supported by the Ministry of Energy of the Russian Federation.

The event was sponsored by the FID Group and NOV FIDMASH (golden sponsors), Schlumberger, ESTM and Packer Service. The World-Class Research Center Efficient development of the global liquid hydrocarbon reserves of the National University of Oil and Gas "Gubkin University" acted as a partner.

The International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference is the longest standing Russian forum and the highlight in the calendar of the ICoTA Russian branch. Every year the event attracts its target audience, including the representatives of oil and gas service companies, oil and gas producers, manufacturers of equipment and materials for the high-technology oil and gas service.

The 22nd meeting was attended (offline and online) by the delegates from different regions of the Russian Federation, the US, China, Belarus, and Germany. They represented Gazprom, Gazpromneft Science & Technology Center, Gazpromneft-Zapolyarye, Packer Service, BVT, BVT-Vostok, Novatek, Surgutneftegas, Schlumberger, TagraS-RemService, LeninogorskRemService, FracJet-Volga, Baker Hughes, Belorusneft, Veteran, Neftetransservice, Coil-Service, GIS Nefteservice Production and Commercial Firm, Kogalymneftegeofizika, Messoyakhaneftegaz, Irkutsk Oil Company, FID Group, NOV FIDMASH, NOV Completion Tools, NOV Oilfield Services Vostok, Rimera, RIAT, MMotorRa, RN-BashNIPIneft, Welltec, Paker

«Химпром», Altus Intervention, Coiled Tube Resource Management, Bico Drilling Tools, Schoeller-Bleckmann Darron Russia, «Вилерен», CoilDRILLING Consultancy, «Ижнефтемаш», НК «Югранефтепром», «ВеллПроп», The WellBoss Company, ESTM , SHINDA, Tenaris, «Марлин Ойл Тулз», «Стар Тюбинг» и др.

Конференцию открыл председатель ICoTA-Россия, к. т. н. ***Константин Бурдин***: «Рад приветствовать участников очередной, 22-й конференции. За более чем двадцатилетнюю историю она собрала сообщество экспертов, профессионалов своего дела. Здесь присутствуют производители колтюбингового оборудования, оборудования для ГРП, внутрискважинных работ, стимуляции скважин, которые представят свои разработки. Присутствуют представители сервисных компаний, которые будут делиться опытом своих успешных работ. Присутствуют наши уважаемые заказчики, которые задают тон, ставят задачи, ради которых мы все работаем, внедряем технологии, востребованные рынком».

С приветственным словом выступили также представители золотых спонсоров конференции – Генеральный директор NOV FIDMASH ***Александр Райхлин*** и Член Совета Группы ФИД ***Дмитрий Грибановский***.

Особенностью нынешней конференции стало феноменальное количество докладов – 43! Традиционные шесть секций едва смогли их вместить.

Открыл программу стратегический доклад руководителя аналитической группы RPI Research & Consulting ***Вадима Кравеца «Текущее состояние и будущее российского нефтесервисного рынка, включая его сегменты – колтюбинг и ГРП»***. Проанализировав ситуацию последних полутора лет, компания RPI пришла к выводу, что основным фактором, который привел к негативным последствиям на нефтесервисном рынке, являлось ограничение по добыче нефти, наложенное ОРЕС.

В 2019 году объем добычи нефти в России составил 560 млн тонн, а в 2020 году за счет ограничений ОРЕС и падения спроса в связи с пандемией добыча упала до 512 млн тонн. В текущем году, согласно прогнозу RPI, объем добычи составит около 519,3 млн тонн.

При составлении сценариев развития нефтесервисного рынка учитывался прогноз добычи, прогноз количества нефтесервисных операций, особенности использования оборудования и санкционные ограничения. Были составлены три сценария добычи нефти (оптимистический, нейтральный и негативный) и, соответственно, три сценария развития нефтесервисного рынка. Мониторинг последних полутора лет показал, что нейтральный сценарий очень сложно предугадать. Реальная ситуация колеблется в неком «коридоре» между нейтральным и негативным сценариями.

В докладе была показана ретроспективная динамика российского нефтесервисного рынка в 2008-2020 годах. Основными драйверами роста в этот период являлись

Science and Production Firm, Khimprom, Altus Intervention, Coiled Tube Resource Management, Bico Drilling Tools, Schoeller-Bleckmann Darron Russia, Vileren, CoilDRILLING Consultancy, Izhneftemash, NK "Yugranefteprom", WellProp, The WellBoss Company, ESTM , SHINDA, Tenaris, Marlin Oil Tools, Star Tubing, etc.

The Conference was declared open by ***Konstantin Burdin***, CES, the Chairman of ICoTA-Russia, "I am happy to welcome the participants of the regular, 22nd Conference. Over the twenty years of its history, it has gathered a community of experts and leaders in their profession. We can see here the producers of coiled tubing equipment, hydraulic fracturing equipment, equipment for well intervention and well stimulation, which are ready to introduce to us new solutions. The attending representatives of service companies will share their successful experience. Our highly respected customers, who set the pace and issue challenges and for whom we all work and introduce technologies required by the market, are also here".

There were also welcoming speeches from the representatives of the golden sponsors of the Conference, ***Aleksandr Raikhlin***, the General Director of NOV FIDMASH, and ***Dmitry Gribanovsky***, Member of the Board of the FID Group.

The distinctive feature of this conference is a phenomenal number of reports – 43! The six traditional panels could hardly fit them all.

The meeting bagan with the strategic report of the head of the analytical group, RPI Research & Consulting ***Vadim Kravets "Current state and future of the Russian oilfield services market, including its segments – coiled tubing and hydraulic fracturing"***. Having analyzed the situation over the past year and a half, RPI came to the conclusion that the main factor that led to negative consequences in the oilfield services market was the restriction on oil production imposed by OPEC. In 2019. The volume of oil production in Russia amounted to 560 million tons, and in 2020 due to OPEC restrictions and a drop in demand due to the pandemic, production fell to 512 million tons. This year, according to the RPI forecast, the volume of production will amount to about 519.3 million tons.

Вадим Кравец
Vadim Kravets

When drawing up scenarios for the development of the oilfield services market, the forecast of production, the forecast of the number of oilfield service operations, the specifics of the use of

эксплуатационное бурение, включая горизонтальное, капитальный ремонт скважин, зарезка боковых стволов, гидроразрыв пласта, сопровождение бурения, геофизические исследования скважин.

В прошлом году нефтесервисный рынок просел в денежном отношении на 9%, в том числе объем операций ГРП на переходящем фонде упал более чем на 25%. В этом году ситуация не намного лучше. Что касается распределения долей сегментов нефтесервисного рынка (объем всего рынка – 1317 млрд руб.), то в 2020 году самый большой сегмент – ГРП (9,7%, или 127 млрд руб.) рос высокими темпами за счет операций высокого ценового сегмента – МГРП. Происходит непрерывное увеличение стадийности. В настоящее время средняя стадийность для большого горизонтального бурения составляет примерно 7–8 стадий, для боковых горизонтальных стволов – 3–4 стадии. Начал интенсивно развиваться сегмент вторичного МГРП. По оценкам экспертов, это 220 операций, эффективность которых пока сложно оценить.

Прогнозная динамика российского нефтесервисного рынка в 2021-2030 годах по нейтральному сценарию предполагает, что снова произойдет просадка рынка приблизительно на 5%, но в 2022 году будет восстановлен спрос, потому что, по разрешенным данным ОРЕС, объем добычи вырастет до 524 млн тонн. Соответственно, вырастет число операций по вводу скважин в эксплуатацию и ГРП. Наращивать объем добычи будут любыми доступными средствами, прежде всего дорогими методами добычи.

В перспективе развитие ГРП будет зависеть от ввода скважин в эксплуатацию. Большие надежды связаны с кластером на Таймыре, новыми месторождениями в Эвенкии и Иркутской области. По нейтральному сценарию к 2030 году сегмент ГРП будет занимать 14,9% нефтесервисного рынка.

Что касается рынка колтюбинговых операций, то в 2007-2010 годах стоимость работ с применением ГНКТ в России ежегодно увеличивалась. Рос и сам рынок колтюбинга в денежном выражении. Среднегодовой темп роста составил 19,7%. В 2019 году отмечалось падение рынка в денежном выражении на 5,6% с последующим восстановлением в 2020 году. В физическом выражении падение составило 4%.

Сегодня рынок ГНКТ переживает не лучшие времена, в 2022 году ожидается некоторая стабилизация в связи с отложенным спросом. В физическом выражении наибольшую долю рынка ГНКТ составляют операции при КРС (62%), при этом в денежном выражении они составляют всего 25%. Обратная картина наблюдается в сегменте ГРП и МГРП. В физическом отношении их доля в 2020 году составила 35%, тогда как в денежном этот сегмент занял первое место по объему (69%).

Происходит непрерывное увеличение стадийности. В настоящее время средняя стадийность для большого горизонтального бурения составляет примерно 7–8 стадий, для боковых горизонтальных стволов – 3–4 стадии.

There is a continuous increase in staging. Currently, the average staging for large horizontal drilling is approximately 7–8 stages, for horizontal sidetracks – 3–4 stages.

Рынок ГНКТ обладает значительным потенциалом роста к 2030 году – 190% в денежном выражении.

The CT market has significant growth potential by 2030 – 190% in monetary terms.

equipment and sanctions restrictions were taken into account. Three scenarios of oil production (optimistic, neutral and negative) and, accordingly, three scenarios for the development of the oilfield services market were drawn up . Monitoring of the last 1.5 years has shown that it is very difficult to predict the neutral scenario. The real situation fluctuates in a kind of a “corridor” between neutral and negative scenarios.

The report showed the retrospective dynamics of the Russian oilfield services market in 2008-2020. The main growth drivers during this period were production drilling, including horizontal well workover, workover, sidetracking, hydraulic fracturing, drilling support, and well logging.

Last year, the oilfield services market sank in monetary terms by 9%, including the volume of hydraulic fracturing operations on the carryover fund fell by more than 25%. The situation is not much better this year. As for the distribution of the shares of the oilfield services market segments (the volume of the entire market is 1317 billion rubles), then in 2020 the largest segment – hydraulic fracturing (9.7% or 127 billion rubles) - grew at a high rate due to the operations of the high price segment - multistage hydraulic fracturing. There is a continuous increase in staging. Currently, the average staging for large horizontal drilling is approximately 7–8 stages, for horizontal sidetracks – 3–4 stages. The segment of secondary multi-stage hydraulic fracturing began to develop intensively. According to experts, these are 220 operations, the effectiveness of which is still difficult to assess.

Forecast dynamics of the Russian oilfield services market in 2021-2030 under the neutral scenario assumes that the market will again fall by about 5%, but in 2022 demand will be restored, because according to the permitted OPEC data, the volume of production will grow to 524 million tons. Accordingly, the number of well commissioning and hydraulic fracturing operations will increase. The volume of production will be increased by any available means, primarily by expensive methods of production.

In the future, the development of hydraulic

Рынок ГНКТ обладает значительным потенциалом роста к 2030 году – 190% в денежном выражении. Рост будет обусловлен увеличением количества операций, себестоимости отдельных операций в связи с повышением технологической сложности. Одновременно в связи с появлением российских производств гибких труб можно ожидать сдерживания стоимости операций.

Сегмент ГРП имеет перспективу в связи с ожидаемым вводом в эксплуатацию новых месторождений. В период до 2030 года основным драйвером роста станет сегмент МГРП, который уже в 2022 году превзойдет одностадийные операции ГРП в совокупном объеме рынка ГРП и денежном выражении ввиду роста технологической сложности и себестоимости операций МГРП.

В фокусе – оборудование

Заместитель директора Группы ФИД по инновационным проектам ***Иван Пирч*** предоставил ***краткую информацию о Группе ФИД***, объединяющей российские и белорусские предприятия, которые развивают нефтегазовые технологии и создают инновационное оборудование для повышения эффективности добычи углеводородного сырья. Группа ФИД была образована в 1989 году под эгидой Фонда изобретательской деятельности. На сегодняшний день Группа ФИД реализует ряд инновационных проектов: комплексы для ГРП, колтюбинговые комплексы, нагнетательное и цементировочное оборудование, комплексы для направленного шахтного и поверхностного бурения, внутрискважинное оборудование и технологии. В основе высокого качества продукции – собственные разработки и высококвалифицированные конструкторские кадры. На все создаваемые объекты интеллектуальной собственности предприятия Группы ФИД получают соответствующие патенты и свидетельства. В частности, получено свидетельство о регистрации программного обеспечения системы управления флотом ГРП VisualFrac в Национальном центре интеллектуальной собственности. Собственные производственные мощности предприятий охватывают все основные переделы и обеспечивают стабильность качества на всех этапах производства. Каждая единица создаваемого оборудования проверяется на аттестационных стендах для стопроцентного

Иван Пирч
Ivan Pirch

Группа ФИД реализует ряд инновационных проектов: комплексы для ГРП, колтюбинговые комплексы, нагнетательное и цементировочное оборудование, комплексы для направленного шахтного и поверхностного бурения, внутрискважинное оборудование и технологии.

FID Group implements a number of innovative projects, including hydraulic fracturing units, coiled tubing units, injection and cementing equipment, units for surface drilling and shaft drilling, downhole equipment and intervention technologies.

fracturing will depend on the commissioning of wells. Great hopes are associated with the cluster in Taimyr, new fields in Evenkia and the Irkutsk region. According to the neutral scenario, by 2030 the hydraulic fracturing segment will occupy 14.9% of the oilfield services market.

As for the coiled tubing market, in 2007-2010 the cost of work with the use of coiled tubing in Russia has been increasing every year. The coiled tubing market itself grew in monetary terms. The average annual growth rate was 19.7%. In 2019, the market fell by 5.6% in monetary terms, followed by recovery in 2020. In physical terms, the decline was 4%.

Today, the CT market is going through hard times, with some stabilization expected in 2022 due to deferred demand. In physical terms, the largest share of the CT market is workover operations (62%), while in monetary terms, they account for only 25%. The the reverse is true in the segment of hydraulic fracturing and multi-stage hydraulic fracturing. In physical terms, their share in 2020 was 35%, while in money terms this segment took the first place in terms of volume (69%).

The CT market has significant growth potential by 2030 – 190% in monetary terms. The growth will be due to an increase in the number of operations, the cost of individual operations due to an increase in technological complexity. At the same time, in connection with the emergence of Russian production of flexible pipes, one can expect a containment of the cost of operations.

The hydraulic fracturing segment is promising due to the expected commissioning of new fields. In the period up to 2030. the main driver of growth will be the multi-stage hydraulic fracturing segment, which already in 2022 will surpass single-stage hydraulic fracturing operations in the total volume of the hydraulic fracturing market and in monetary terms due to the growing technological complexity and cost of multi-stage hydraulic fracturing operations.

Focus on equipment

Ivan Pirch, the deputy director for innovative projects of FID Group, presented a ***summary description of FID Group*** which incorporates Russian and Belarusian enterprises involved in the development of oil and

подтверждения заявленных характеристик. Пусконаладочные работы, обучение и полный комплекс сервисных услуг позволяют гарантировать надежность эксплуатации оборудования на протяжении всего его жизненного цикла. С 2015 года Группа ФИД является официальным представителем компании SPM (США) по поставке оригинальных запчастей, а с 2019 года – сертифицированным сервисным центром SPM с правом проведения капитальных ремонтов насосов высокого давления.

Благодаря программе по модернизации и капитальному ремонту оборудования были проведены модернизация и капремонты более шестидесяти единиц оборудования, выпущенного как предприятиями Группы ФИД, так и другими производителями. В 2020 году на базе ООО «МашОйл», дочернего предприятия Группы ФИД, была создана производственная площадка на территории РФ (г. Ярцево Смоленской области) для обеспечения серийного выпуска нефтесервисного оборудования. Весной текущего года там была выпущена первая колтюбинговая установка УНТ1, которая уже используется по назначению на объектах ООО «Газпром ПХГ». В ближайшей перспективе на этой производственной площадке будет выпущен ряд установок (колтюбинговых, насосных, азотных криогенного типа и т. п.), а также оборудование комплекса для ГРП, в том числе для высокорасходного.

Доклад ***«Отечественные технические решения от Группы ФИД как основа развития колтюбинговых технологий»*** озвучили главный конструктор управления перспективных технологий ***Сергей Сергиеня*** и заместитель директора по маркетингу и сбыту ***Юрий Белугин***.

Сергей Сергиеня дал краткий экскурс истории создания ***колтюбингового оборудования*** в Группе ФИД, которая насчитывает более двух десятилетий, начиная с проекта «Колтюбинг», стартовавшего в 1998 году. В 2021 году проект был перезапущен. В марте была произведена первая колтюбинговая установка легкого класса на территории Российской Федерации. В настоящее время в процессе производства находятся две установки тяжелого класса: с инжектором тяговым усилием 36 т и с инжектором тяговым усилием 45 т.

Докладчик подробно рассказал о колтюбинговых установках на одной транспортной базе. Группа ФИД предлагает три класса таких установок: легкий, средний и тяжелый. Компоновка на одной транспортной базе имеет следующие преимущества: высокая проходимость благодаря полноприводному шасси, сокращение времени разворачивания на скважине за счет возможности транспортировки инжектора в наклонном положении с заправленной в инжектор ГНКТ. Установки серийно комплектуются дефектоскопом ГНКТ.

В настоящее время наиболее востребованы установки с тяговым усилием инжектора 36 т и ГНКТ диаметром 44,45 мм, а также установки с тяговым усилием инжектора 45 т и ГНКТ диаметром 50,8 мм.

gas technologies and the creation of state-of-the-art equipment to improve the efficiency of hydrocarbon production. FID Group was established in 1989 under the aegis of the Fund of Inventive Activities (FID). Today, FID Group implements a number of innovative projects, including hydraulic fracturing units, coiled tubing units, injection and cementing equipment, units for surface drilling and shaft drilling, downhole equipment and intervention technologies. The high quality of the products is based on the proprietary solutions and the expertise of the design personnel. FID Group obtains the relevant patents and certificates for all of its intellectually property items. For example, a certificate of registration of the Hydrofrac Fleet controlling software has been obtained from the National Intellectual Property Center. The in-house facilities operated by the enterprises cover all core manufacturing processes and ensure consistent quality at all stages of the production cycle. Each item of the equipment produced goes through qualification tests for 100% certification of the claimed performance. Start-up and commissioning works, training and a full range of services guarantee the reliable operation of the equipment throughout its life cycle. Since 2015, FID Group has been the official representative of SPM (US) for the supply of original spare parts; since 2019, it has been operating as the SPM certified repair center entitled to carry out the overhaul of high-pressure pumps.

Due to the equipment modernization and overhaul programme, more than sixty items of equipment produced by FID Group enterprises and other manufacturers were updated and overhauled. In 2020, an industrial site was opened in the Russian Federation (Yartsevo, Smolensk Region) on the basis of MashOil LLC, a subsidiary of FID Group, for the purpose of mass production of oilfield service equipment. This spring, the first UNT1 coiled tubing unit was manufactured there and has already been put in operation at the facilities of Gazprom PKhG LLC. The short-term production schedule of this industrial site includes a number of units (coiled tubing units, pumping systems, nitrogen cooler units, etc.) and equipment for the hydraulic fracturing units, including those for high-volume hydraulic fracturing.

Сергей Сергиеня
Sergei Sergienya

The report ***"Domestic technical solutions from FID Group as a basis for development of coiled tubing technologies"*** was delivered by ***Sergei Sergienya***, Chief Designer of Perspective

ГРУППА ФИД
ИННОВАЦИОННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

КОЛТЮБИНГОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

fidgroup.ru

УСТАНОВКИ КОЛТЮБИНГОВЫЕ

УСТАНОВКИ НАСОСНЫЕ

УСТАНОВКИ АЗОТНЫЕ КРИОГЕННЫЕ

- 20+ ЛЕТ — 20 лет опыта проектирования и производства
- автоматизированное управление
- комплексные решения
- подтвержденное качество

Две такие установки, находящиеся в стадии производства, выгодно отличаются тем, что в случае выхода из строя основной гидростанции или двигателя шасси у них предусмотрена возможность подключения внешней гидростанции, управляющейся из кабины оператора. Также создана система управления, позволяющая в автоматическом режиме спускать ГНКТ на необходимую глубину.

Учитывая существующую тенденцию на увеличение типоразмера используемых ГНКТ, многие задачи, стоящие перед сервисными компаниями, не покрываются использованием установки на одной транспортной базе. Это связано с ограничениями шасси, которое не может взять на борт необходимое количество гибкой трубы. Группа ФИД предлагает колтюбинговую установку на двух транспортных базах, которая позволит более эффективно работать с трубами различного диаметра. Предельные возможности установки на одном шасси – ГНКТ диаметром 50,8 мм и максимальной длиной 5,5 км. Преодолеть эти ограничения способен колтюбинговый комплекс модульного типа, размещенный на двух транспортных базах. В качестве транспортной базы колтюбинговой установки используются серийные четырехосные шасси. На специальном полуприцепе устанавливается узел намотки с ГНКТ. Установку можно изготовить в полном транспортном габарите, что исключит необходимость оплаты проезда по дорогам общего пользования. Основной плюс данной компоновки видится в ее универсальности за счет поддержания гаммы полуприцепов с заранее подготовленной под конкретные технологические операции, включая направленное бурение на гибкой трубе. В докладе демонстрировалась комбинации диаметров ГНКТ и их длин, которые будут доступны при использовании колтюбингового комплекса на двух транспортных базах.

Был представлен полный типоразмерный ряд механизмов подачи трубы – инжекторов (от 12 до 45 т), освоенных Группой ФИД. Значительная часть доклада касалась вспомогательного оборудования: установок насосных и азотных криогенного типа. Была подробно охарактеризована система контроля и автоматизации колтюбингового комплекса – экосистема, объединяющая систему управления всеми его частями, позволяющая из единого центра контролировать весь процесс с возможностью регистрации данных и удаленного доступа к ним на всех установках. Была дана подробная характеристика системы и ее конкурентных преимуществ.

Юрием Белугиным была представлена номенклатура ***инструмента и технологий для колтюбинга***

Юрий Белугин
Yuri Belugin

Группа ФИД предлагает колтюбинговую установку на двух транспортных базах, которая позволит более эффективно работать с трубами различного диаметра.

FID Group offers coiled tubing unit on two chassis allowing more efficient operations with coiled tubing of different diameters.

Technologies Department, and ***Yuri Belugin***, Deputy Director for Marketing and Sales.

Sergei Sergienya gave a brief outline of the history of ***coiled tubing equipment*** at FID Group which spans over two decades starting with the "Coiled Tubing" project launched in 1998. In 2021 the project was relaunched. The first light-class coiled tubing unit in the Russian Federation was manufactured in March. Two heavy-class units are currently in the manufacturing process: one with an injector with a pulling force of 36 t and another with an injector with a pulling force of 45 t.

The reporter described in detail the coiled tubing units on a single chassis. The FID Group offers three classes of these units: light, medium and heavy. The advantages of a single-chassis unit are as follows: high all-terrain mobility due to all-wheel drive chassis, reduced rig-up time due to the ability to transport the injector in an inclined position with the coiled tubing pulled into the injector. All the units are equipped with a CT flaw detector.

Currently the most in-demand units are: unit with an injector with a pulling force of 36 tons and coiled tubing of 1.75-in diameter, and unit with an injector with a pulling force of 45 tons and coiled tubing of 2-in diameter. The two units currently in the manufacturing process have the main advantage: if the main hydraulic power unit or chassis engine fail, there is an option of connecting an external hydraulic power unit controlled from the operator's cabin. A control system has also been developed to automatically run the coiled tubing to the target depth.

Considering the current trend to larger CT sizes, many challenges faced by service companies cannot be handled by units on a single chassis. This is due to the limitations of the chassis that cannot transport the required weight of coiled tubing. FID Group offers coiled tubing unit on two chassis allowing more efficient operations with coiled tubing of different diameters. The maximum CT size of a single-chassis unit is a CT with a diameter of 2-in and a maximum length of 5.5 km. The modular coiled tubing unit on two chassis is able to overcome these limitations. Serial four-axle chassis are used for this coiled tubing unit. A CT spool is mounted on a special semi-trailer. The unit can be manufactured within the permissible

от Группы ФИД – от простого внутрискважинного инструмента (соединители, разъединители, клапаны, насадки, ловильный инструмент и т. п.) до самого сложного (систем направленного бурения).

Подробно охарактеризовано оборудование для доставки геофизических приборов (головки кабельные КС151, КС153 и КС171, КС173). Продемонстрирована (в том числе наглядно – на стенде) система эжекторной очистки скважин, предназначенная для выполнения операций промывки в горизонтальных скважинах с АНПД и высоким поглощением жидкости.

Представлено оборудование для кислотоструйного бурения (соединитель с ГНКТ, инклинометр, удлинитель, устройство поворотное, устройство отклоняющее, насадка гидромониторная), позволяющее производить намыв боковых стволов в карбонатных коллекторах. Такая компоновка позволяет также производить селективную обработку скважин. Автономный скважинный инклинометр ИСА1, который может быть включен в состав компоновки для кислотоструйного бурения, позволяет производить запись данных о траектории перемещения КНБК. Данные с инклинометра считываются после его подъема на поверхность с помощью специального устройства. Новая разработка Группы ФИД – компоновка для управляемого кислотоструйного бурения. Данные с инклинометра компоновки передаются на поверхность по кабельному каналу связи. С инклинометром связано гидравлическое поворотное устройство, что дает возможность в режиме реального времени видеть положение отклоняющего устройства с гидромониторной насадкой. Конструкция отклоняющего устройства позволяет осуществлять проводку скважин не только по радиусной траектории, но и прямые участки.

Когда классическое бурение теряет эффективность, целесообразно применять бурение на колтюбинге. Группа ФИД предлагает систему направленного бурения СНБ89-76М с кабельным каналом связи и систему направленного бурения СНБ54, основное отличие которой, помимо меньшего диаметра, состоит в том, что инклинометр данной компоновки изготовлен на базе твердотельных гироскопов, которые позволяют производить ориентирование компоновки в обсаженных скважинах. Для работы с такой компоновкой достаточно иметь самую востребованную сегодня ГНКТ диаметром 44,45 мм.

Юрий Белугин рассказал также о бурении скважин с использованием специальной вращающейся гидромониторной насадки, позволяющей исключить использование ВЗД и увеличить скорость проходки.

Заключительная часть доклада была посвящена экосистеме автоматизации операций ГНКТ. Перспектива – создание технологической платформы для моделирования, управления и контроля операций

Новая разработка Группы ФИД – компоновка для управляемого кислотоструйного бурения.

BHA for guided acid-jet drilling is a new FID Group development.

transport dimensions, thus eliminating the need to pay tolls for public roads. The main advantage of this unit is its versatility due to the ability of using different semi-trailers pre-prepared for specific operations including directional drilling on the coiled tubing. The report described combinations of CT diameters and lengths that would be available with a CT unit on two chassis.

All types of injectors (from 12 tons to 45 tons) developed by the FID Group were also presented. A significant part of the report was focused on the support equipment: pumping unit and cryogenic nitrogen unit. The control and automation system for coiled tubing equipment was described in detail. This ecosystem integrates all units allowing to control the whole operation from a single center with data recording and remote access for all units. The system and its competitive advantages were described in detail.

Yuri Belugin presented the range of ***CT tools and technologies*** from simple downhole tools (connectors, disconnects, valves, nozzles, fishing tools, etc) to high-tech technologies (directional drilling systems).

Equipment for running logging tools (cable heads KS151, KS153 and KS171, KS173) was described in detail. The speaker demonstrated (also by visual demonstration on the bench) well ejector cleanout BHA designed to perform cleanout operations in horizontal wells with low formation pressure and high fluid loss.

Елена Грибановская
Elena Gribanovskaya

The report also covered acid jet drilling equipment (CT connector, inclinometer, extension joint, swivel, deflector, jet nozzle) for sidetracking in carbonate reservoirs. This assembly also allows for selective well treatment. Autonomous downhole inclinometer ISA1 allows recording data on the trajectory of acid-jet drilling BHA. A special tool is used to read the inclinometer data after pulling to the surface. BHA for guided acid-jet drilling is a new FID Group development. Data from the inclinometer is transferred to the surface via a cable. A hydraulic swivel is connected to the inclinometer. This allows to identify the position of the deflector with a jet nozzle in real time. The design of the deflector allows to drill both angle-build sections and tangent sections.

ГНКТ, включая направленное бурение.

Доклад ***«Новое поколение отечественного цементировочного оборудования от Группы ФИД. Инновационная система управления – новый уровень точности и надежности процесса»*** представила ***Елена Грибановская***. Группа ФИД предлагает комплексную поставку цементировочного оборудования и различные решения для цементирования. Были показаны схемы цементировочных флотов: классическая (18 единиц техники, 20 человек персонала), флотов на базе смесительно-нагнетательной двунасосной установки (3 единицы техники, 6 человек персонала) и на базе смесительно-осреднительной установки и нагнетательной двунасосной установки (4 единицы техники, 8 человек персонала). Понятно, что два последних флота гораздо экономичнее в использовании.

Далее докладчик остановилась на двух инновационных разработках Группы ФИД: установках смесительно-нагнетательных двунасосных и установках смесительно-осреднительных (Batch mixers). Установка смесительно-нагнетательная двунасосная предназначена для приготовления тампонажного раствора и его закачки под давлением в скважину при цементировании, а также при проведении других промывочно-продавочных работ на нефтяных и газовых скважинах. Максимальное достигаемое давление – 73,2 МПа, максимальный суммарный расход – около 3100 л/мин. Установка позволяет приготавливать раствор плотностью до 2700 кг/м^3. Отличительная особенность – раствор приготавливается в полностью автоматическом режиме с погрешностью 20 кг/м^3. Была представлена функциональная схема работы установки, особое внимание было обращено на ее важный узел – струйный смеситель.

Установка смесительно-осреднительная (Batch mixers) предназначена для автоматического смешивания и осреднения растворов при проведении цементировочных работ на различных типах скважин. Были представлены основные технические характеристики установки, охарактеризованы ее возможности, показана функциональная схема работы.

На установках задействована система управления собственной разработки Группы ФИД. Она позволяет приготавливать тампонажный раствор в полностью автоматическом режиме с очень низкими погрешностями. Система имеет интуитивно понятный интерфейс. Базовые измерения производятся в единицах СИ. Была представлена общая структурная система управления.

В заключение Е. Грибановская очертила перспективное направление развития. Цель – максимальная автоматизация процесса и переход к практически безлюдной работе.

«20 лет качества и инноваций» – так назывался

Установка смесительно-нагнетательная двунасосная предназначена для приготовления тампонажного раствора и его закачки под давлением в скважину при цементировании, а также при проведении других промывочно-продавочных работ на нефтяных и газовых скважинах.

A mixing and compression double-pump unit is designed for the preparation of cement slurry and its squeezing into the well during cementing works and during other preflush and overflush operations at oil and gas wells.

Coiled tubing drilling is used when conventional drilling is not efficient. FID Group offers directional drilling system SNB89-76M with a cable and directional drilling system SNB54. Besides smaller diameter the main difference of the SNB54 system, is that solid-state gyroscopes in the inclinometer allow BHA orientation in cased holes. This BHA can be operated with the most common 1.75-in coiled tubing.

Yuri Belugin also described a special rotary jet nozzle which eliminates the use of PDM and increases the rate of penetration.

The final part of the report was focused on the ecosystem of CT operations automation. The future prospect is to create a technological platform for simulation, management and control of CT operations, including directional drilling.

The report ***"A new generation of the homemade cementing equipment from FID Group. Innovative operating system moves the process to a new level of accuracy and reliability"*** was presented by ***Elena Gribanovskaya***. FID Group offers the package supply of cementing equipment and a range of cementing solutions. The following cementing fleet schemes were demonstrated: a classic fleet (18 units of equipment, personnel of 20 people), a fleet on the basis of a mixing and compression double-pump unit (3 units of equipment, personnel of 6 people), and a fleet on the basis of a double-pump batch mixer (4 units of equipment, personnel of 8 people). It is obvious that, economically, the two latter fleets are more viable.

Further, the reporter gave more details of the two innovative solutions of FID Group: mixing and compression double-pump units and batch mixers. A mixing and compression double-pump unit is designed for the preparation of cement slurry and its squeezing into the well during cementing works and during other preflush and overflush operations at oil and gas wells. Maximum achievable pressure is 73.2 MPa; maximum total flow is approximately 3,100 l/min. The unit makes it possible to prepare slurry with a density of 2,700 kg/m^3. The peculiar feature is that the slurry is prepared fully automatically with an accuracy of 20 kg/m^3. The operating scheme of the unit was demonstrated,

доклад начальника управления продаж и продвижения продукции NOV FIDMASH ***Виктора Ерченко***.

В нынешнем году предприятие отпраздновало свое 20-летие. Компания «ФИДМАШ» была образована в 2001 году в рамках Группы ФИД и сфокусирована на создании колтюбинговых установок. В 2005 году корпорация NOV, оценив перспективу развития данного направления, выкупила 80% акций компании, а в 2012 году выкупила компанию полностью.

В докладе была представлена ретроспектива развития продуктовой линейки NOV FIDMASH. В настоящее время компания серийно выпускает четыре вида колтюбинговых установок. Для геофизических исследований, обслуживания трубопроводов и ПХГ предназначены установки легкого класса (МК10). Для ремонтных операций на неглубоких скважинах предназначены установки среднего класса (МК20). Самой популярной является установка тяжелого класса МК30, созданная для ремонтных операций на глубоких скважинах и способная производить практически все виды работ на них.

С 2018 года предприятие начало серийно выпускать установку МК40, предназначенную для операций в вертикальных и горизонтальных скважинах, МГРП, зарезки боковых стволов. Эта установка универсальна. С ней можно производить открытие/закрытие премиальных муфт, Plug & Perf в горизонтальных скважинах, ГПП, колтюбинговое бурение, зарезки боковых стволов, а также все работы, которые выполняли установки младших классов.

Компания предлагает колтюбинговую установку для работы с гибкой трубой диаметром 50,8 мм, 60,3 мм и с хорошей проходимостью, смонтированную на нескольких транспортных базах (шасси 10х10 или 8х8) с кабиной оператора, инжектором тяговым усилием 33 т; трехосный полуприцеп с узлом намотки для 6000 м ГНКТ диаметром 50,8 мм или четырехосный полуприцеп с узлом намотки для 6000 м ГНКТ диаметром 60,3 мм.

Новая разработка – установка повышенной емкости, состоящая из двух пятиосных полуприцепов и оснащенная ГНКТ диаметром 60,3 мм длиной 7300 м. Общий вес установки с ГНКТ – до 80 т.

Особая гордость NOV FIDMASH – колтюбинговые инжекторы. В настоящее время идет уже шестая серия инжекторов NOV.

Доклад был продолжен информацией о колтюбинговом комплексе (установки колтюбинговая, насосная, азотная криогенного типа) с подробной характеристикой насосных и азотных установок.

Компания предлагает также полный флот оборудования для ГРП в любом транспортном исполнении и комплектации под конкретные потребности заказчика.

Заключительная часть доклада была посвящена отличительным чертам компании NOV FIDMASH и ее конкурентным преимуществам, а также инновациям от корпорации NOV: гибкой трубе АТР и электрическому флоту ГРП Ideal Frac.

Виктор Ерченко
Viktor Yerchenko

with special attention being given to the jet mixer as its crucial element.

A batch mixer is designed for the automatic mixing and homogenization of mud during cementing operations at different types of wells. Main technical characteristics of the unit were presented, as well as its capabilities and operating scheme.

The units are operated through the proprietary controlling system of FID Group. It makes it possible to prepare cementing slurry fully automatically with a very high accuracy. The system boasts an intuitive interface. The baseline indicators are measured in SI units. The overall control structure was also demonstrated.

In conclusion, E. Gribanovskaya has outlined the prospects for development. The target is the maximum level of automation and switching to virtually unattended operations.

"20 years of quality and innovations" was the title of the presentation delivered by ***Viktor Yerchenko***, Head of Sales and Product Promotion Department of NOV FIDMASH. This year the company celebrated its 20th anniversary. NOV FIDMASH was established in 2001 as a part of FID Group. The company is focused on manufacturing coiled tubing units. In 2005 NOV Corporation, having evaluated the prospects of development of this field, purchased 80% of shares of the company, and in 2012 the company was bought out in its entirety.

The report presented a retrospective of NOV FIDMASH product line development. Currently the company manufactures four types of coiled tubing units. The units of light class (MK10) are designed for logging operations, pipeline and UGSF servicing. MK20 unit is designed for workover operations in shallow wells. The most popular unit is the heavy class MK30, designed for workover operations in deep wells. This unit can be used for almost all types of workover operations.

Since 2018 the company started serial manufacturing of the MK40 unit designed for operations in vertical and horizontal wells, multistage fracturing, sidetracking. This unit is versatile. It can be used for opening/closing premium sleeves, Plug&Perf operations in horizontal wells, jet perforating, CT drilling, sidetracking and all operations performed with light class units.

The company offers a unit for coiled tubing with a diameter of 2-in and 2 3/8-in and all-terrain travel capability. The unit is mounted on several chassis

АТР – новинка от NOV Quality Tubing. Это ГНКТ с усовершенствованной термообработкой, инновационный процесс которой включает в себя два цикла нагрева через цикл охлаждения (аустенизация – закалка – отпуск), что придает материалу повышенную прочность. Удалось добиться жизни трубы (coil life) как минимум вдвое большей, чем у труб, выпускавшихся ранее. АТР, испытанная в условиях Крайнего Севера, получила хорошие отзывы.

Главный конструктор оборудования ГРП Группы ФИД ***Роман Щербин*** рассказал о ***комплексных решениях для высокорасходных ГРП***. Поиск оптимальных технологических решений в области разработки и эксплуатации трудноизвлекаемых запасов повышает интерес к технологии высокорасходного ГРП. Операции высокорасходного ГРП характеризуются высоким темпом закачки (от 10 м^3/мин, большими объемами закачки (около 500 м^3) низковязкой жидкости ГРП с менее высокими концентрациями проппанта.

Роман Щербин
Roman Shcherbin

Докладчик охарактеризовал эффективность высокорасходных операций ГРП, производимых объединением нескольких флотов стандартного оборудования ГРП (примерно 36 единиц) как довольно низкую. Это связано с тем, что подобная схема требует привлечения больших технических ресурсов, задействования значительных площадей кустовых площадок, достаточно сложной технологической схемы увязки оборудования ГРП, сложной системы управления оборудованием и алгоритмов в ней.

Избежать перечисленных проблем призван специализированный флот ГРП, предназначенный для проведения высокорасходных операций. В нем вместо 36 единиц оборудования будет задействовано менее 20. Помимо минимизации финансовых расходов на мобилизацию такого флота, сокращаются также площади расстановки оборудования на месторождении, снижаются технические риски и повышается безопасность выполнения работ за счет снижения концентрации персонала и оборудования при проведении операций ГРП.

Группа ФИД предлагает

Была представлена сравнительная схема расположения оборудования при проведении ГРП с темпом закачки до 16 м^3/мин при использовании стандартного флота ГРП и специального высокопроизводительного оборудования для высокорасходных ГРП из которой видно существенное сокращение количества единиц техники и персонала.

The report presented a comparison of equipment layout for fracturing operations with an injection rate of up to 16 m^3/min using a standard fracturing fleet and special high-performance equipment for high-rate fracturing operations. This comparison shows a significant reduction in the number of equipment and personnel.

(10x10 or 8x8) with an operator's cabin, injector with a pulling force of 33 t; a three-axle semi-trailer with a spool for 6000m of 2-in coiled tubing or a four-axle semi-trailer with a spool for 6000m of 2 3/8-in coiled tubing.

The new development is a high-capacity unit consisting of two five-axle semi-trailers with 2 3/8-in coiled tubing of 7300 m length. The total weight of the unit with coiled tubing is up to 80 tons.

NOV FIDMASH is particularly proud of its coiled tubing injectors. The sixth series of NOV injectors is currently in the market.

The report further described the coiled tubing equipment (coiled tubing unit, pumping unit, nitrogen cryogenic type unit) with detailed characteristics of pumping and nitrogen units.

The company also offers a complete fleet of hydraulic fracturing equipment in any transport design and configuration to meet specific customer needs.

The final part of the presentation was dedicated to the distinctive features of NOV FIDMASH and its competitive advantages as well as the innovations from NOV Corporation: ATP coiled tubing and electric fracturing fleet Ideal Frac.

ATP is a new product from NOV Quality Tubing. It is a coiled tubing with state-of-the-art thermal processing process that incorporates two heating cycles followed by a cooling cycle (austenitizing – quenching – tempering) which gives the material increased strength. The service life of the ATP coiled tubing is at least twice as long as that of previously manufactured CT. The ATP CT was tested in the extreme north conditions with good reviews.

Roman Shcherbin, Chief Designer for fracturing equipment at FID Group, presented ***integrated solutions for high-rate fracturing***. The search for optimum solutions for development and operation of hard-to-recover reserves facilitates attention to high-rate fracturing technology. High-rate fracturing operations are characterized by high pumping rate (from 10 m^3/min), large volumes (from 500 m^3) of low-viscosity fracturing fluid with lower proppant concentrations.

The speaker described high-cost fracturing operations performed by combining several fleets with standard hydraulic

заказчикам полный спектр оборудования для высокорасходного ГРП. Была представлена схема расположения специального оборудования флота ГРП при высокорасходных операциях с темпом закачки до 16 м³/мин. Предлагаются установки насосные с мощностью двигателя 2500 и 3000 л. с. и максимальной производительностью 3950–5353 л/мин, установка насосная мощностью 2250 л. с. с нагрузкой на ось не более 6 тонн. Установки смонтированы на специальных четырехосных полуприцепах с подруливающей осью для увеличения маневренности в условиях бездорожья, что обеспечивается системой изменения клиренса. Из инноваций также запуск установки электростартером и система запуска гидравлическим стартером с возможностью использования внешнего источника гидравлической энергии.

Центральным агрегатом высокорасходного ГРП является установка смесительная (блендер). С 2004 года выпущено 10 единиц такого оборудования. В настоящее время усовершенствованный блендер проходит цикл пусконаладочных работ в «Белоруснефти». Производительность установки – до 24 м³/мин и максимальной производительностью подачи проппанта 12 000 кг/мин. Были охарактеризованы конструктивные особенности блендера от Группы ФИД и представлена функциональная схема работы оборудования со смесительной установкой в центре.

Докладчик охарактеризовал также установки дозирования химреагентов с шестнадцатью дозирующими линиями с различными темпами закачки для перекрытия всего спектра работ, которые могут понадобиться заказчику, гидратационный комплекс, в котором установка высокой производительности заменяет две обычные гидратационные установки, машины манифольдов, СКУ и другие составляющие высокорасходных флотов ГРП. Широкий спектр проппантовозов для высокорасходного ГРП позволяет создать до 185 т запасов проппанта.

Автоматическая система управления обеспечивает приготовление геля с заданной вязкостью.

Для сбора данных и управления оборудованием задействован программно-аппаратный комплекс VisualFrac (русскоязычный интерфейс, измерения в единицах СИ) разработки Группы ФИД.

Доклад директора ООО «Вилерен» ***Юрия Штахова «Внутрискважинный инструмент. Новые виды продукции и перспективные разработки»*** полностью соответствовал своему названию. Был представлен инструмент для удаления парафиновых

Центральным агрегатом высокарасходного ГРП является установка смесительная (блендер). Производительность установки – до 24 м³/мин и максимальной производительностью подачи проппанта 12 000 кг/мин.

Fracturing blender is the central unit in the equipment layout for high-rate fracturing. The blender capacity is up to 24 m³/min, the maximum proppant injection rate is 12.000 kg/min.

fracturing equipment (approximately 36 units) as low-efficient operations. This is due to the fact that this scheme requires vast technical resources, increased footprint area, complicated fracturing equipment layout, complex control and algorithm system.

A specialized fracturing fleet designed for high-cost operations is designed to avoid these problems. This fleet will include 20 units instead of 36. In addition to minimizing the costs of mobilization, this fleet reduces the equipment footprint at the well pad, reduces technical risks and increases operational safety by reducing the concentration of personnel and equipment during fracturing operations.

The FID Group offers customers a full range of equipment for high-rate fracturing. The report presented a comparison of equipment layout for fracturing operations with an injection rate of up to 16 m³/min using a standard fracturing fleet and special high-performance equipment for high-rate fracturing operations. This comparison shows a significant reduction in the number of equipment and personnel. The FID Group offers pump units with 2500 and 3000 hp engine power and a maximum rate of 3950–5353 l/min, a pump unit with a capacity of 2250 hp with an axle load not exceeding 6 tonnes. The units are mounted on special four-axle semi-trailers with air suspension and steering axle for increased maneuverability in off-road conditions, and the clearance adjustment system. Other innovations include electric and hydraulic starter systems with the option to use an external hydraulic power source.

Юрий Штахов
Yury Shtakhov

Fracturing blender is the central unit in the equipment layout for high-rate fracturing. 10 blenders have been manufactured since 2004. At present the improved blender is undergoing the commissioning works at Belorusneft. The blender capacity is up to 24 m³/min, the maximum proppant injection rate is 12.000 kg/min. The speaker described the design features of the FID Group blender and the equipment layout with a blender in the center.

The speaker also described chemical dosing units with 16 dosing lines with different injection rates to cover the whole range of operations a

пробок из НКТ без применения ВЗД – парафинорез вращающийся ПРВ-57. Устройство работает по принципу фрезы. При прокачке жидкости через парафинорез его режущая головка вращается за счет энергии струй жидкости, выходящих под прямым углом к головке парафинореза. На головке расположен нож, при вращении срезающий слои парафиновой пробки.

Отклонитель гидравлический управляемый УКП-55 предназначен для создания боковых стволов в карбонатных коллекторах с помощью кислотно-гидромониторной обработки, а также спуска в боковые обсаженные стволы для проведения различных технологических операций. Основное отличие устройства – то, что оно может работать в двух режимах: прямом и отклонения.

Были представлены устройство поворотное гидравлическое, соединитель геофизический комбинированный, предназначенный для проведения ГИС, а также проект трубореза гидромеханического для обсадных колонн и кондуктора.

Павел Капустин
Pavel Kapustin

Внутрискважинное оборудование NOV для работ на ГНКТ представил ***Павел Капустин***, региональный руководитель департамента «Оборудование для ГНКТ, Россия и СНГ» NOV Oilfield Services Vostok. Последние пять лет тренды, наблюдающиеся в Западном полушарии, свидетельствуют о том, что увеличиваются диаметры скважин, становятся более протяженными горизонтальные стволы (с 1600 м до 4000 м), и, соответственно, увеличивается диаметр ГНКТ (с 2" до 2 5/8"), длина трубы (с 6700 м до 7600 м) и размер компоновок для работы в таких стволах. Уменьшается количество операций, за которые заказчик желает выполнить работы. Растет число пакер-пробок, которые необходимо профрезеровать за одну СПО, растет расход и размер пульсации давлений и амплитуд, создаваемых осцилляторами.

NOV как глобальная корпорация работает над тем, чтобы оборудование позволяло выполнять самые сложные работы быстрее и качественнее, проходить скважины со сложным профилем, справляться с современными нагрузками, возникающими при работе с ГНКТ.

Докладчик охарактеризовал несколько модификаций осцилляторов Terra Pulse от NOV, которые показали высокие результаты при работах в боковых стволах. Были представлены выполненные и текущие проекты инструмента Terra; соединитель ГНКТ Terra Link, двойной обратный створчатый клапан Terra Seal, резьбовой гидравлический разъединитель Terra Lock, ВЗД Terra Drill, а также Terra Wave Agitator System – система, создающая колебания разных частот

customer may require, a high-capacity hydration unit that replaces two conventional hydration units, manifolds, SCU and other components of high-rate fracturing fleets. A wide range of proppant trucks for high-rate fracturing allows creating up to 185 tons of proppant stock.

An automatic control system ensures that the gel is prepared with the specified viscosity.

The hardware-software complex Visual Frac (Russian language interface, measurements in SI units) developed by FID Group is used for data collection and equipment control.

The report by ***Yury Shtakhov***, Director of Vileren LLC, ***"Downhole tools. New types of products and advanced developments"*** was fully consistent with the title. The report presented the tool for removal of paraffin deposits from tubing without PDM – rotating paraffin cutter PRV-57. The tool functions as a mill. When pumping fluid through the tool its cutting head rotates due to the energy of fluid jets exiting at right angles to the cutting head. There is a blade on the cutting head that cuts off layers of paraffin deposits during rotation.

Hydraulic controlled whipstock UKP-55 is designed for sidetracking in carbonate reservoirs with acid-jetting as well as for running the tools into the cased sidetracks for different intervention purposes. The main feature of the tool is the ability to operate in two modes: direct and deflecting.

The presentation also described hydraulic rotary tool, combined logging connector and hydromechanical casing cutter.

Downhole equipment NOV for CT operations was presented by ***Pavel Kapustin***, Product Line Manager, Coiled Tubing Tools – Russia & CIS, NOV Oilfield Services Vostok. Over the past five years, trends in the Western Hemisphere indicate that well diameters are increasing, horizontal wellbores are becoming longer (from 1600 m to 4000 m), and, accordingly, coiled tubing diameter is increasing (from 2 " to 2 5/8"), as well as the length of the CT (from 6700 m to 7600 m) and the size of the assemblies for working in such shafts. The number of operations for which the customer wants to perform work is reduced. The number of packer plugs that need to

> Последние пять лет тренды свидетельствуют о том, что увеличиваются диаметры скважин, становятся более протяженными горизонтальные стволы, длина трубы и размер компоновок.
>
> Over the past five years, trends indicate that well diameters are increasing, horizontal wellbores are becoming longer, coiled tubing diameter is increasing , as well as the length of the CT and the size of the assemblies.

Fidmash | NOV

КОЛТЮБИНГ
ВЫСШЕЙ ЛИГИ

Более **20 лет** на рынке, более **230 колтюбинговых установок** эксплуатируются более, чем в **15 странах**, более **70 уникальных моделей** оборудования.

Наш "бестселлер" - **Установка колтюбинговая МК30Т-50** в складской программе

fidmashnov.by

fidmashsales@nov.com

для более эффективной борьбы с синусоидальным и спиральным скручиванием ГНКТ. С целью повышения надежности было создано оборудование для испытания осцилляторов и ВЗД и разработаны для них новые силовые пары.

Заключительная часть доклада была посвящена уникальному инженерному центру в Новосоте близ Хьюстона (штат Техас), где созданы возможности для всесторонних испытаний оборудования для ГНКТ. Докладчик подробно остановился на испытаниях осцилляторов Terra Pulse в этом центре.

Дмитрий Третьяков
Dmitry Tretyakov

Первые результаты применения кабельной головки РКГ-60х3 для ГНКТ с запасованным трехжильным геофизическим кабелем представил ведущий инженер-конструктор ОРИТ «БелНИПИнефть» ***Дмитрий Третьяков***. Кабельная головка предназначена для обеспечения проведения заключительных каротажей в субгоризонтальных и горизонтальных скважинах на ГНКТ, оснащенной трехжильным кабелем; для снижения аварийности при проведении каротажей в открытых стволах 92–83 мм на скважинах с НПД; для обеспечения присоединения стандартных геофизических приборов определенных типов и оборудования для Plug & Perf, оснащенных трехжильным кабелем.

Были перечислены элементы кабельной головки (вальцовочный переводник, узел фиксация кабеля, узел герметизации полости ГНКТ, блок обратных клапанов, узел герметизации жил кабеля, аварийный разъединитель, модуль присоединения геофизических приборов) и ее технические характеристики.

Результаты промысловых испытаний подтвердили, в частности, возможность доставки в субгоризонтальный ствол скважины геофизических приборов наружным диаметром 42 мм и 60 мм на ГНКТ диаметром 50,5 мм с трехжильным геофизическим кабелем.

С докладом ***«Системный подход к использованию ВЗД с инструментом многократной активации обхода для максимального повышения эффективности работы и продления срока службы ГНКТ»*** выступил ***Фархад Хамидов***, менеджер по развитию глобального бизнеса BICO Drilling Tools Inc. Повышение сложности работ влечет за собой необходимость расширения эксплуатационных ограничений. За последние десять лет количество проводимых в России

Фархад Хамидов
Farhad Khamidov

be milled in one trip is growing, the flow rate and the size of the pressure and amplitude pulsations created by the oscillators are growing.

NOV, as a global corporation, is working to ensure that the equipment allows you to perform the most complex works faster and better, to drill wells with a complex profile, to cope with the modern loads that arise when working with coiled tubing.

The speaker described several modifications of NOV's Terra Pulse oscillators, which showed good results when working in sidetracks. Completed and ongoing projects of the Terra tool were presented; Terra Link coiled tubing connector, Terra Seal double check valve, Terra Lock threaded hydraulic disconnector, Terra Drill PDM, and Terra Wave Agitator System – a system that generates oscillations of different frequencies to more effectively combat sinusoidal and spiral coiled tubing twisting. In order to improve reliability, equipment for testing oscillators and PDM was created and new power pairs were developed for them.

The final part of the report was devoted to the unique engineering center in Novosota, near Houston, Texas, where opportunities for comprehensive testing of CT equipment were created. The speaker elaborated on the tests of the Terra Pulse oscillators at this center.

The first results of using the RKG-60x3 cable head for coiled tubing with a stored three- core geophysical cable were presented by ***Dmitry Tretyakov***, leading design engineer at ORIT BelNIPIneft. The cable head is designed to: perform final logging operations in sub-horizontal and horizontal wells using coiled tubing equipped with three-core cable; reduce failure risk while logging in open holes of 92–83 mm in wells with low formation pressure; provide connection of standard logging tools of certain types and Plug & Perf equipment with three-core cable.

Elements of the cable head (roll-on connector, cable fixing unit, CT sealing unit, check valve unit, cable cores sealing unit, emergency disconnect unit, logging tool connection module) and technical characteristics were listed.

Results of the field tests confirmed the possibility of running logging tools of 42 mm and 60 mm outer diameter in the subhorizontal wellbore on a 2-in CT with a three-core logging cable.

"A systematic approach to using PDM with a Multiple Activation Bypass Tool to maximize operational efficiency and extend CT life" was presented by ***Farhad Khamidov***, Global Business Development Manager, BICO Drilling Tools Inc. An increase in the operations complexity requires expansion of operational limits. The number of hydraulic fracturing operations

операций ГРП выросло почти в два раза, в связи с чем требуется повышение эффективности работ по фрезерованию. Сервисные компании очень нуждаются в инновационных технологиях разбуривания и фрезерования. Работы по фрезерованию шаров, седел и муфт в горизонтальных скважинах и скважинах с большим отходом от вертикали включают значительное количество операций по шаблонировке ствола, что вызывает износ оборудования и приводит к росту непроизводственного времени. Новый системный подход с использованием ВЗД от BICO Drilling Tools и установленного в КНБК циркуляционного переводника PBL® – автозатворной байпасной системы многократной активации – призван сократить время выполнения дорогостоящих спуско-подъемных операций, повысить эффективность работ на колтюбинге и продлить жизнь трубы (coil life).

Центральная часть презентации была посвящена ВЗД от компании BICO Drilling Tools, их особенностям и преимуществам при работе с ГНКТ. Одним из компонентов ВЗД является высокоточный профилированный статор с эластомером Evenwall® от компании с Kaechele (Германия). Статоры SpiroStar обеспечивают высокую прочность в результате применения в них резиновых уплотнений равномерной толщины. Эта революционная конструкция удваивает мощность при фактическом устранении гистерезиса. Карбид-вольфрамовое покрытие защищает ротор от тяжелых солевых растворов. Шпиндель усилен радиальными твердосплавными опорами.

О вибрации и преждевременном выходе из строя ГНКТ рассказал ***Хорхе М. Бунге***, старший менеджер по разработке продуктов компании Tenaris Coiled Tubes. Презентация содержала четыре раздела: характеристики отказов, математические модели и симуляции, лабораторные испытания и выводы. Рассматриваемый механизм отказов ГНКТ стал известен в последние три – пять лет. Подобные отказы и поломки случаются в нижней трети колонны в результате вибрации внутрискважинного инструмента и возникающего эффекта резонанса. Комбинация высокоцикличных и низкоцикличных нагрузок приводит к снижению ресурса гибкой трубы.

Начальник управления продаж департамента заканчивания скважин с МГРП ГК «Римера» ***Дмитрий Мазурец*** озвучил доклад ***«Импортозамещение как устойчивая стратегия развития заканчивания российских скважин»***. Группа компаний «Римера» активно развивается. В 2019-2021 годах в модернизацию мощностей было инвестировано 1,5 млрд рублей. Выручка по итогам 2020 года составила около 14 млрд рублей. Компания активно расширяет рынок сбыта. В РФ развернута широкая сеть сервисных баз.

Были представлены технологии заканчивания ГК «Римера» и ключевые характеристики локализованных решений для МГРП. Предлагаются многоразовые,

Дмитрий Мазурец
Dmitry Mazurets

in Russia has almost doubled in the last ten years, necessitating more efficient milling operations. Service companies need innovative drilling and milling technologies. Operations for milling balls, seats and sleeves in horizontal and extended-reach wells involve a significant amount of drifting operations that result in equipment wear and increase in non-productive time. BICO Drilling Tools presented a new systematic approach using positive displacement motor (PDM) and circulation sub PBL® with multiple activation automatic bypass system installed in the BHA. This system is designed to reduce the time required to perform costly operations, increase operational efficiency and extend coiled tubing life.

The middle part of the presentation was dedicated to the features and advantages of BICO Drilling Tools' PDMs used with coiled tubing. One of the PDM components is a high-precision profiled stator with Evenwall® elastomer from Kaechele (Germany). SpiroStar stators offer high durability due to uniformly thick rubber seals. This revolutionary design doubles the power while virtually eliminating hysteresis. The tungsten carbide coating protects the rotor from heavy saline solutions. The spindle is reinforced with radial hard-alloy bearings.

The reporter showed a number of case studies of the use of DSI PBL Multiple Activation Bypass Systems and the operational data from well clean-out operations using this system.

Jorge M. Bunge, Senior Product Development Manager, Tenaris Coiled Tubes, spoke about ***coiled tubing vibration and premature failure***. The presentation was divided into four sections: failure characteristics, mathematical models and simulations, laboratory tests and conclusions. Coiled tubing failure mechanism under consideration has become known in the last three to five years. Similar failures and breakdowns occur in the lower third of the string as a result of vibration of the downhole tool and the resulting resonance effect. The combination of high-cycle and low-cycle loads results in reduced coiled tubing life.

Dmitry Mazurets – Head of Sales Department, MSHF Completion Department, Rimera Group of Companies – presented a report on ***"Import substitution as a sustainable strategy for the development of injection of Russian wells"***. Rimera Group is growing rapidly. 1.5 billion were invested in upgrading the operational capacity from 2019 to 2021. Revenue by the end of 2020 was about 14 billion rubles. The company is actively

адаптивные, с высокой степенью надежности и практичности применения в российских условиях технологии. В докладе был дан обзор ряда шаровых технологий и оборудования для их осуществления. Охарактеризованы сдвижные системы активации муфт ГРП с помощью инструмента на НКТ либо ГНКТ, системы селективных пакеров с ГПП, гидравлические муфты ГРП, растворимые системы.

Владимир Руднев
Vladimir Rudnev

Открытие нового производства ГНКТ на юге России, его перспективы и новые рынки были презентованы в докладе ***Владимира Руднева***, генерального директора ООО «Стар Тьюбинг». Крупный инвестиционный проект по строительству производства ГНКТ был реализован на территории Ставропольского индустриального парка «Мастер». Торжественное открытие компании «Стар Тьюбинг» состоялось 3 октября 2021 года. Комплекс трубного производства «Стар Тьюбинг» позволяет выпускать высокотехнологичную продукцию, полноценно заменяющую ГНКТ импортного производства. Доступный сортимент ГНКТ – от 25,4 мм до 73 мм. Используется сталь A606 grade CT 70 – CN110 компании ArcelorMittal (Франция). В перспективе планируется использование стали отечественных производителей. Выгодное географическое положение предопределяет для «Стар Тьюбинг» хорошие логистические возможности.

Эра цифровизации

Камиль Закиров, председатель совета директоров Цифровой платформы ЭКО, выступил с докладом ***«Цифровое бурение. Технологии будущего сегодня»***. Платформа ЭКО – это программно-аппаратное решение, которое состоит из четырех частей: шлюз (промышленный компьютер), собирающий данные измерений датчиками геолого-технических исследований, буровой бригады и телеметрии, обрабатывающий их и передающий на облачный сервер; облако – ЭКО-сервер – инструмент управления данными (репозиторий знаний); удаленное управление, осуществляющее оперативный контроль и супервайзинг буровых бригад, а также играющее роль координационного центра; удаленный мониторинг, отслеживающий проекты и соответствие принятым стандартам качества. Система практически не предполагает дополнительного «железа», дополнительных сервисов и т. п. На объект ставится только промышленный компьютер (шлюз). В качестве облака может

Камиль Закиров
Kamil Zakirov

expanding distribution markets. An extensive network of service bases has been set up in Russia.

The report covered Rimera's completion technologies and the key features of localized solutions for multistage fracturing – reusable, adaptive and highly-reliable technologies that can be applied in Russia. An overview of ball technologies and equipment was presented. The report also described the systems for activation of sliding sleeves using shifting tools on tubing or coiled tubing, selective packer systems with a sand-jet perforation option, hydraulic toe sleeves and soluble systems.

The opening of a new CT production facility in the South of Russia, its prospects and new markets were presented in a report by ***Vladimir Rudnev***, General Director of Star Tubing LLC. A large investment project for the construction of a coiled tubing production facility was implemented on the territory of the Stavropol industrial park "Master". The grand opening of Star Tubing took place on October 3, 2021. The Star Tubing CT production complex makes it possible to manufacture high-tech products that fully replace imported coiled tubing. Available assortment of coiled tubing ranges from 25.4 mm to 73 mm. Used steel is A606 grade CT 70 – CN110 by ArclorMittal (France). In the future, it is planned to use steel from domestic producers. The favorable geographic location provides Star Tube with good logistic opportunities.

The era of digitalization

Kamil Zakirov, Chairman of the Board of Directors at Digital EKO Platform made a presentation on ***"Digital drilling. Technologies of the future today"***. The EKO platform is a hard and software solution that consists of four parts: a gateway (industrial computer) that collects measurement data from geological survey, drilling crew and telemetry sensors, processes and transmits data to the cloud server; cloud – ECO server – data management tool (knowledge repository); remote management that performs operational control and supervising of drilling crews, that also functions as a coordination center; remote monitoring that tracks projects and compliance with accepted quality standards. The system requires almost no additional hardware, services, etc. Only industrial computer (gateway) is installed on site. Cloud can be a commercial one (Yandex, Mail.ru) or internal client server. Remote drilling management center is used for remote control.

выступать как коммерческое облако («Яндекс», Mail.ru), так и внутренний сервер клиента. Удаленное пользование – это удаленный центр управления бурением.

Сердце системы ЭКО – динамический цифровой двойник скважины. Это физико-математическая модель, которая рассчитывает механику и гидравлику скважины, учитывая все текущие процессы. Цифровой двойник калибруется под текущее состояние скважины, основываясь на показаниях датчиков на поверхности.

Камиль Закиров рассказал о том, как цифровая платформа ЭКО применяется в бурении и как она может быть использована в бурении на колтюбинге. Был показан алгоритм действий при нарушениях, рассказано о принципах управления эффективностью бурения. Еще одно преимущество системы – автоматически генерируемые отчеты и сводки. Данные генерируются программно, без возможности добавления комментариев и ремарок. Система также способна анализировать усталостный износ бурового инструмента, определять и переоценивать дорожную карту бурения.

Система ЭКО уже задействована в ряде стран. На январь 2022 года запланирован ее тест в компании Saudi Aramco на пяти буровых станках. Также она будет предустанавливаться в колтюбинговые установки, производимые в РФ и предназначенные для колтюбингового бурения.

Доклад главного специалиста отдела разработки проектов геомеханики и ГРП ООО «РН-БашНИПИнефть» ***Ирины Желтовой*** был посвящен ***разработке и внедрению отечественного программного обеспечения для моделирования и анализа операций с гибкими насосно-компрессорными трубами***. Центральная тема выступления – разработка и внедрение отечественного симулятора ГНКТ. В «Роснефти» ежегодно делается 3000+ операций с ГНКТ, при этом для моделирования, проектирования и обработки данных до недавнего времени использовалось исключительно зарубежное ПО. Все промышленные симуляторы ГНКТ требуют решения комплекса физико-математических задач. Такой симулятор включает модели по расчетам нагрузок, многофазной гидравлики и усталостного износа, каждая из которых содержит подмодели. В симуляторе предусмотрены также дополнительные функциональные блоки.

Сердце системы ЭКО – динамический цифровой двойник скважины. Это физико-математическая модель, которая рассчитывает механику и гидравлику скважины, учитывая все текущие процессы.

The heart of the EKO system is a dynamic digital well twin. This is a physic-mathematical simulation that calculates the mechanics and hydraulics of the well, considering all current processes.

The heart of the EKO system is a dynamic digital well twin. This is a physic-mathematical simulation that calculates the mechanics and hydraulics of the well, considering all current processes. The digital twin is calibrated to the current state of the well, based on sensor readings at the surface.

Kamil Zakirov described how the digital EKO platform is used in drilling and how it can be used in coiled tubing drilling. The algorithm of actions in case of violations and the principles of drilling efficiency management were also described. Another advantage of the system are automatically generated reports and summaries. Data are generated by the program without the possibility of adding comments and remarks. The system is also capable of analyzing drilling tools fatigue and defining and reevaluating the drilling roadmap.

The EKO system is already applied in a number of countries. It is scheduled to be tested in Saudi Aramco on five drilling rigs in January 2022. It will also be pre-installed in coiled tubing drilling units manufactured in Russia.

The report of ***Irina Zheltova***, Chief Specialist of Geomechanics and Hydraulic Fracturing Projects Development Department, RN-BashNIPIneft LLC, was devoted to ***development and implementation of domestic software for modeling and analysis of operations with coiled tubing***. The central topic of the presentation was the development and implementation of a domestic CT simulator. Rosneft performs 3,000+ CT operations annually, while until recently only foreign software was used for modeling, design and data processing. All industrial CT simulators require solving a complex of physical and mathematical problems. This simulator includes models for load analysis, multiphase hydraulics, and fatigue, each of which contains submodels. The simulator also provides additional functional blocks.

Ирина Желтова
Irina Zheltova

The set of models that are calculated in the created CT simulator was considered in detail. At present, the domestic simulator "RN-VEKTOR" is being introduced in the company "RN-GRP". This CT simulator has successfully passed testing to compare the results of calculations with the best simulators-analogues, and in the part of hydraulics of gas-liquid flows, more advanced calculation models have been implemented.

The model of collection, processing and

Был подробно рассмотрен набор моделей, которые рассчитываются в созданном симуляторе ГНКТ.
В настоящее время идет внедрение отечественного симулятора «РН-ВЕКТОР» в компании «РН-ГРП». Данный симулятор ГНКТ успешно прошел тестирование на сопоставление результатов расчетов с лучшими симуляторами-аналогами, а в части гидравлики газожидкостных течений реализованы более продвинутые модели расчетов.

Максим Фадеев
Maksim Fadeev

Модель сбора, обработки и визуализации данных станции управления «РН-ВИЗОР» проходит внедрение силами внутреннего сервиса «Роснефти» по ГРП и ГНКТ. Проведено 1500+ записей данных по конкретным работам.

С докладом ***«Цифровые решения для ГРП»*** выступил ***Максим Фадеев***, начальник ЦТР ООО «ТаграС-РемСервис».

Оборудование для ГРП является наиболее высокотехнологичным комплексом из применяемых на объектах. Информация о работе оборудования регистрируется множеством датчиков и отражается в системах сбора данных. С целью минимизации рисков поломок оборудования проводятся плановые ТО и замены узлов и деталей, в том числе центробежных насосов смесительной установки. На каждый узел установлены определенные показатели наработки, так для центробежного насоса для замены установлена наработка 900 тонн проппанта. Но условия эксплуатации бывают разные, и зачастую при проведении планового ТО ресурс оборудования позволяет еще продолжить работу или, наоборот, оборудование выходит из строя преждевременно.

Была разработана цифровая модель прогноза, когда нужно осуществлять замену центробежного насоса. Программное обеспечение регистрирует 535 параметров, которые были внесены в ClickHouse. Данная таблица позволила исключить ненужные параметры и выявить давление гидравлики и обороты вращения для центробежного насоса в зависимости от давления подпора, а также выявить работоспособность КПД центробежного насоса.

При увеличении нагрузки гидравлической системы на гидромотор и оборотов вращения для работы центробежного насоса программа сигнализирует об отклонении, что является сигналом для упреждения отказа, а именно требуется замена рабочего колеса или корпуса центробежного насоса. Полученные данные в онлайн-режиме отслеживает механическая служба. После проведения ОПР с положительным результатом замена центробежного колеса осуществляется не по наработке, а по КПД гидросистемы. Аналогичная система может применяться и для насосов подачи жидкой химии.

visualization of data from the RN-VIZOR control station is being implemented by the internal service of Rosneft for hydraulic fracturing and coiled tubing. Conducted 1500+ job-specific data records.

Maksim Fadeev, Head of the Technical Development Center, TagraS-RemService LLC, delivered the report ***"Digital Solutions for Hydraulic Fracturing"***.

Fracturing equipment is the most high-tech equipment used for well interventions. Data on equipment operation is recorded by a large number of sensors and transferred to data acquisition systems. In order to minimize the risk of equipment failures companies carry out scheduled maintenance and replacement of assemblies and parts, including centrifugal pumps of the mixing unit. Specific run life indicators are set for each component. For example, the centrifugal pump should be replaced after 900 tons of proppant. However, there are different operating conditions, and often a routine maintenance can identify premature failure or show that equipment can be operated further.

A numerical model has been developed to predict when a centrifugal pump needs to be replaced. The software records 535 parameters that have been entered into ClickHouse. This table allowed to exclude unnecessary parameters and identify the pump efficiency, the hydraulic pressure and RPM values based on back pressure.

When the hydraulic system load on the motor and the rotation speed increase, the program signals a deviation providing the ability to prevent failure and replace the impeller or the pump housing. The data received is monitored online by the mechanical service department. After the test run with a positive result, the centrifugal wheel is replaced according to the efficiency of the hydraulic system rather than the operating time. A similar system can be used for liquid chemical feed pumps.

The next stage of digital solutions was the automation of fracturing supervisor workplace and auxiliary services. Another area for automation is materials accounting. The fracturing design is uploaded to 1C by the analytical service. The design already includes the data on the planned chemical volume, taking into account the volume in stock. A write-off statement is also automatically generated. Responsible persons can track material balance deviations online.

The program includes an operation planning algorithm which allows to estimate the monthly workload for the fracturing fleet and evaluate the personnel operating hours and the need for chemicals and equipment.

The program allowed to increase the speed of processing information on costs and performed operations and reduce the workload in entering data. Management decisions in cases of deviations are applied more quickly, time for analytics is reduced.

Следующим этапом цифровых решений стала автоматизация рабочего места мастера ГРП и вспомогательных служб. Еще одна группа – учет материаов. Дизайн ГРП загружается в 1С аналитической службой. В дизайне уже указаны необходимые плановые данные по расходу химии с учетом запаса. Также автоматически формируется ведомость на списание. Ответственные лица могут в онлайн-режиме отслеживать отклонения по материальному балансу.

Сергей Атрушкевич
Sergei Atrushkevich

В программе имеется алгоритм планирования работ, а именно месячная загрузка флотов ГРП, что позволяет уже на этапе планирования видеть потребность в химии, в оборудовании и какая будет выработка персонала по часам.

В результате использования программы была повышена скорость обработки информации по затратам и выполненным операциям, снижены трудозатраты на ввод информации. Более оперативно применяются управленческие решения при отклонениях, сократилось время на проведение аналитики.

В настоящее время программа совершенствуется в направлении расширения функций: разрабатывается модуль удаленной работы на скважине в условиях отсутствия интернета, запланировано автоматическое списание ГСМ от датчиков расхода топлива.

О технических средствах контроля состояния технологического оборудования ГНКТ и ГРП рассказал главный конструктор внутрискважинного оборудования Группы ФИД ***Сергей Атрушкевич***. В докладе четко прослеживались две темы: оборудование для тестирования ГНКТ (дефектоскоп, который давно уже используется и постоянно совершенствуется) и инновационная система диагностики состояния клапанов насосов высокого давления (НВД), которая находится на завершающей стадии разработки.

Дефектоскоп ГНКТ ДТ2 предназначен для оценки технического состояния ГНКТ четырех типоразмеров (31,75 мм, 38,1 мм, 44,45 мм, 50,8 мм), выявления и оценки дефектов и измерения геометрических параметров. Были перечислены основные технические характеристики ДТ2, представлено его устройство и конструктивные особенности. Специально разработанное ПО, которое постоянно

Система диагностики состояния клапанов НВД предназначена для оценки технического состояния клапанной пары НВД с целью предотвращения ее аварийного разрушения и снижения затрат на эксплуатацию.

Diagnostic system for high-pressure pump valves is designed for evaluation of valves condition in order to prevent failures and reduce costs for pump operation.

In the meantime, work has been underway to expand the program functions: the module for remote operation in locations with no Internet access, automatic write-off of fuel and lubricants according to the fuel gages.

Sergei Atrushkevich, Chief Designer for well intervention equipment at FID Group, presented ***technical methods for controlling the state of the coiled tubing and fracturing equipment***. The report addressed two topics: coiled tubing testing equipment (flaw detector, which has long been in use and is constantly being improved) and an innovative diagnostic system for high-pressure pump valves, which is at the final stage of development.

CT flaw detector DT2 is designed for evaluation of technical condition of coiled tubing of four sizes (1.25 in, 1.5 in, 1.75 in, 2 in), flaw detection and assessment and measuring geometric parameters. The speaker listed the main technical characteristics of the DT2 and design features. Tailor-made software which is constantly being improved provides for recording and displaying the received data. Further actions of the flaw detector designers will be aimed at finalizing the hardware in terms of analytics automation.

Diagnostic system for high-pressure pump valves is designed for evaluation of valves condition in order to prevent failures and reduce costs for pump operation. High-pressure pumps require periodic valve replacement. Currently such replacement is performed as a preventative maintenance rather than upon failure. The analysis showed that usually the valves have 60–65% wear. Consequently, the valves service life can be extended. Using a system for monitoring and predicting the valve couple condition can extend the service life by up to 85 to 90%. In addition, the system will be able to signal an emergency valve failure. The system is monitored by cavitation and leakage parameters based on the readings from sensors for measuring pressure, vibration, crankshaft rotation speed, and plunger position. Sergei Atrushkevich described in detail each type of sensors and presented the data analysis procedure.

Equipment diagnostic allows to monitor the equipment wear, thus optimizing the service life and preventing emergencies during operation.

Andrey Glyatsevich, Chief Designer of NOV FIDMASH, made a presentation on ***"Automation and the Human Factor"***. Studies show that 70–80% of incidents in different areas are somehow related to human error, which creates the need to minimize the influence of the human factor. In

совершенствуется, обеспечивает запись и отображение полученной информации. Дальнейшие действия создателей дефектоскопа будут направлены на доработку аппаратной части оборудования в плане автоматизации аналитики.

Система диагностики состояния клапанов НВД предназначена для оценки технического состояния клапанной пары НВД с целью предотвращения ее аварийного разрушения и снижения затрат на эксплуатацию. НВД требуют периодической замены клапанов, но в настоящее время такая замена производится не по выходу из строя, а в так называемом планово-предупредительном порядке. Анализ показал, что при этом клапаны имеют в основном износ 60–65%. Следовательно, существует возможность продления времени их службы. Система контроля и прогнозирования состояния клапанной пары способна обеспечить возможность продления сроков ее эксплуатации до 85–90%. Кроме того, система сможет сигнализировать о внеплановом аварийном разрушении клапанов. Контроль в системе осуществляется по параметрам кавитации и утечки на основании показаний комплекта датчиков давления, вибрации, скорости вращения коленчатого вала, положения плунжеров. Сергей Атрушкевич подробно остановился на каждом типе датчиков и представил процедуру анализа данных.

Диагностика оборудования в процессе эксплуатации позволяет отслеживать динамику его износа и тем самым оптимизировать сроки использования и предотвращать аварийные ситуации при проведении работ.

Главный конструктор NOV FIDMASH ***Андрей Гляцевич*** озвучил доклад ***«Автоматизация и человеческий фактор»***. Исследования показывают, что 70–80% инцидентов в разных областях так или иначе связаны с человеческой ошибкой, что формирует необходимость минимизации влияния человеческого фактора. В последние несколько лет стало понятно, что за человеческой ошибкой, как правило, стоит более глубокая системная проблема. Было дано определение сложной системы и пояснено, почему она выходит из строя, а также способна ли автоматизация процессов избавить от влияния человеческого фактора. Выделены фундаментальные проблемы автоматизации процессов. Сообщено, какие уровни автоматизации приняты в корпорации NOV, приведены конкретные примеры автоматизации оборудования производства NOV FIDMASH (колтюбинговых, насосных, азотных установок), охарактеризована

Андрей Гляцевич
Andrey Glyatsevich

Алмас Орынгалиев
Almas Oryngaliev

Тренажер предназначен для практического обучения работе на колтюбинговой установке с моделированием процесса спуска в реальную скважину с опционально программируемыми условиями.

The simulator is intended for practical training in coiled tubing operation with simulation of the process of running into a real well with optionally programmable conditions.

the past few years, it has become clear that there is usually a deeper systemic problem behind human error. The definition of a complex system was given and it was explained why it fails, as well as whether the automation of processes is able to get rid of the influence of the human factor. The fundamental problems of process automation are highlighted. It was reported what levels of automation are accepted in the NOV corporation, specific examples of automation of equipment manufactured by NOV FIDMASH (coiled tubing, pumping, nitrogen plants) are given, the control system of the facilities is characterized. The philosophy of management systems of the FIDMASH brand is presented.

Almas Oryngaliev, head of the training department of FrakJet-Volga LLC, highlighted ***the application of a coiled tubing unit simulator for training drillers in order to reduce the accident rate of work on wells***. The full-size and functional simulator simulating the operator's console of the MK30T coiled tubing unit is a unique development. The simulator is intended for practical training in coiled tubing operation with simulation of the process of running into a real well with optionally programmable conditions (oil or gas well, plugged or with wellhead pressure), with simultaneous control of pumping and nitrogen units. A detailed description of the simulator and its interfaces was given, the modeled emergency situations were listed, and the main stages of exercises for students were described.

His Majesty Frac

Kirill Mironenko, head of hydraulic fracturing laboratory BelNIPIneft, shared his ***experience in multistage high-rate hydraulic***

ESTM

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

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

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

система управления установок. Представлена философия систем управления бренда FIDMASH.

Применение тренажера колтюбинговой установки для подготовки бурильщиков с целью снижения аварийности работ на скважинах осветил руководитель учебного отдела ООО «ФракДжет-Волга» ***Алмас Орынгалиев***. Полноразмерный и функциональный тренажер, имитирующий пульт оператора колтюбинговой установки МК30Т, является уникальной разработкой. Тренажер предназначен для практического обучения работе на колтюбинговой установке с моделированием процесса спуска в реальную скважину с опционально программируемыми условиями (нефтяная скважина или газовая, заглушенная или с устьевым давлением), с одновременным управлением насосным и азотным агрегатами. Была дана подробная характеристика тренажера и его интерфейсов, перечислены моделируемые нештатные ситуации, рассказано об основных этапах упражнений для обучающихся.

Кирилл Мироненко
Kirill Mironenko

Планируется увеличить расход нагнетания до 18–20 м³/мин с помощью нового высокорасходного флота ГРП, закупленного у Группы ФИД.

It is planned to increase the injection rate to 18–20 m³/min using a new high-flow hydraulic fracturing fleet purchased from the FID Group.

Его величество ГРП

Опытом проведения многостадийного высокорасходного ГРП по технологии Plug & Perf на карбонатных коллекторах нетрадиционного типа поделился ***Кирилл Мироненко***, заведующий лабораторией ГРП «БелНИПИнефть». Докладчик дал характеристику трудноизвлекаемым запасам Припятского прогиба (Республика Беларусь). К нетрадиционным коллекторам здесь относятся карбонатные отложения с высокой глинистостью (до 40%) и крайне низкой проницаемостью (0,1–0,0001 мД). На начальном этапе в 2013–2018 годах на потоке стояла технология МГРП с использованием шаровых компоновок. Хотя первый этап внедрения технологии МГРП можно считать успешным, однако использование технологии Ball & Drop показало низкую эффективность на нетрадиционных ультранизкопроницаемых коллекторах. На втором этапе было решено опробовать технологию высокорасходного ГРП Plug & Perf. Докладчик подробно рассказал о результатах применения этой технологии на четырех скважинах и поделился производственными и научно-исследовательскими планами. В частности, планируется увеличить массу проппанта и объем жидкости на кластер, попробовать использовать фрак-пески, а также увеличить расход нагнетания до 18–20 м³/мин с помощью нового высокорасходного флота ГРП, закупленного у Группы ФИД.

fracturing using Plug & Perf technology on unconventional carbonate reservoirs. The speaker gave a description of the hard-to-recover reserves of the Pripyat Trough (Republic of Belarus). Unconventional reservoirs here include carbonate deposits with high clay content (up to 40%) and extremely l ow permeability (0.1–0.0001 mD). At the initial stage in 2013-2018 the flow was equipped with multistage hydraulic fracturing technology using ball assemblies. Although the first stage of introducing multistage hydraulic fracturing technology can be considered successful, the use of Ball & Drop technology has shown low efficiency in unconventional ultra-low-permeability reservoirs. At the second stage, it was decided to test the Plug & Perf high-flow hydraulic fracturing technology. The speaker spoke in detail about the results of the application of this technology in four wells and shared production and research plans. In particular, it is planned to increase the proppant mass and fluid volume per cluster, try to use fraction-sands, and also increase the injection rate to 18–20 m³/min using a new high-flow hydraulic fracturing fleet purchased from the FID Group.

Daniyar Argynov, Schlumberger CT Service Technical Engineer working in Kazakhstan, reported on the ***remediation of the leak through multistage liner with Premium Ports by setting through tubing expandable patch on ACTive CT***. The operation was performed in the Caspian region, the task was to plug the leak through multistage liner with Premium Ports by setting through tubing expandable patch on ACTive CT. The customer uses multistage completions to produce oil from target pay zones, effectively perform acid treatment, and be able to inject isolation compositions in case of gas or water breakthrough.

Данияр Аргынов
Daniyar Argynov

The drilling crew was unable to run the lower

Данияр Аргынов, технический инженер «Шлюмберже» по сервису ГНКТ, работающий в Казахстане, доложил ***об устранении негерметичности многостадийного хвостовика с премиум-портами с помощью установки расширяемой заплатки на ACTive ГНКТ***. Работы были проведены в Каспийском регионе и заключались в устранении негерметичности многостадийного хвостовика, оснащенного премиум-портами, с помощью установки расширяемой заплатки на ACTive ГНКТ. Заказчик применяет многостадийное заканчивание, чтобы иметь возможность добывать нефть из целевых продуктивных интервалов, эффективно производить кислотную стимуляцию, а также иметь основу для эффективного размещения изоляционных составов в случае прорыва газа или воды.

Во время спуска компоновки нижнего заканчивания буровая бригада не смогла довести ее до проектной глубины. Верхний разбухающий пакер оказался выше башмака эксплуатационной колонны, что привело к запиранию жидкости в затрубе НКТ.

Колтюбинг разместили на забой скважины. Был получен базисный температурный профиль скважины в течение трех часов. Далее была произведена закачка жидкости (стабилизированной нефти) в затруб между ГНКТ и НКТ. При этом продолжалась запись температурных профилей, по динамике изменений которых было определено, что холодный фронт заходит в затрубное пространство и простирается вплоть до 5-го продуктивного горизонта. Граница простирания соответствует глубине ранее определенного более проницаемого пропластка в 5-м продуктивном интервале. Таким образом был определен путь утечки и подтверждено, что два разбухающих пакера выше 5-го продуктивного интервала не держат давление.

Для достижения цели по селективной стимуляции было решено устранить негерметичность. Одна из опций заключалась в устранении утечки путем установки цементного моста в затрубном пространстве от верхнего разбухающего пакера до прострелочных отверстий, но этот путь таил в себе ряд неопределенностей и рисков.

Была выбрана опция установки расширяемой заплатки. В процессе ГНКТ спускается на целевую глубину, где производится распаковка расширяемой заплатки. Инструмент для посадки заплатки представляет собой поочередно раздувающийся и сдувающийся надувной элемент.

Была представлена спецификация расширяемой заплатки, перечислены основные опционные риски при ее установке (неточное позиционирование по глубине, смятие во время КГРП или во время фазы

ГНКТ спускается на целевую глубину, где производится распаковка расширяемой заплатки.

The CT is run to the target depth, where the expandable patch is activated.

completion assembly to the target depth. The top swell packer was above the production casing shoe, which caused fluid to be trapped in the tubing annulus.

The coiled tubing was run to the bottomhole. A baseline well temperature profile was obtained within three hours. Next, the fluid (stabilized oil) was injected into the annulus between CT and the tubing with the ongoing temperature recording. Temperature changes showed that the cold fluid enters the annulus and extends up to the 5th pay zone. The boundary corresponds to the depth of the previously identified more permeable interval in the 5th pay interval. The leak path was thereby determined and it was confirmed that the two swell packers above the 5th pay zone 5 do not hold pressure.

In order to achieve the selective stimulation goal, it was decided to eliminate the leakage. One option was to installing a cement plug in the annulus interval from the top swell packer to the perforation holes, but this option had a number of uncertainties and risks.

It was decided to select the expandable patch installation option. The CT is run to the target depth, where the expandable patch is activated. The setting tool is an inflating and deflating element.

The speaker presented the specification of the expandable patch and the main risks (inaccurate depth positioning, buckling during fracturing or production stage) and approaches to minimize these risks. Successful installation of the expandable patch ensured effective acid stimulation and fracturing in all target pay zones with a pressure-tight seal provided by the patch.

Константин Алегин
Konstantin Alegin

Konstantin Alegin, Chief Geologist of VETERAN LLC has revealed the secrets of ***acid fracturing technology with the RAPTOR packer as an alternative to the standard Plug & Perf technology***.

The use of Plug & Perf technology over the past few years has been an excellent alternative to standard layouts, since it is the most cost-effective and promising multi-stage horizontal drilling well completion technique. Plug & Perf technology is successfully used by the country's leading oil and gas companies.

The search for alternative solutions to improve, accelerate the implementation of technological processes and reduce their cost lead to the emergence of new technological solutions for conducting operations, that would seem relevant

добычи) и способы их минимизации. Успешная посадка расширяемой заплатки гарантировала эффективное проведение кислотной стимуляции и КГРП на всех целевых продуктивных интервалах, при этом герметичность заплатки не была нарушена.

Константин Алегин, главный геолог ООО «ВЕТЕРАН», раскрыл секреты ***технологии КГРП с пакером RAPTOR как альтернативы стандартной технологии Plug & Perf***. Использование технологии Plug & Perf на протяжении последних нескольких лет являлось отличной альтернативой стандартным компоновкам, поскольку это самая экономически выгодная и перспективная методика многостадийного заканчивания скважин горизонтального бурения. Технология Plug & Perf успешно применяется ведущими нефтегазодобывающими компаниями страны.

Поиски альтернативных решений для улучшения, ускорения проведения технологических процессов и снижения их стоимости приводят к появлению новых технологических решений проведения операций, казалось бы, актуальных и перспективных на сегодняшний день.

В этом докладе был приведен успешный результат применения данной технологии проведения ГПП с использованием фрак-арматуры с защитным протектором ГНКТ (проведение КГРП без подъема ГТ).

Доклад ***«Первый МГРП на российском шельфе: комплексный подход к интенсификации аптских залежей»*** озвучили менеджер по развитию бизнеса ***Данил Прищепа*** и руководитель направления ГНКТ ***Рафис Шарипов***, компания Baker Hughes. Был представлен подход к первым операциям МГРП на участке опытно-промышленной эксплуатации (ОПЭ) залежи аптского возраста, которая является перспективным объектом для разработки способом МГРП, учитывая строение разреза. Работы проводились на месторождении им. Филоновского.

Были охарактеризованы геолого-технические особенности проекта. В частности, протяженность горизонтальных секций доходила до 1900 м, средняя протяженность горизонтальной секции составляла 1654 м.

Разработка низкопроницаемого (3 мД) коллектора осложнялась наличием газовой шапки и подстилающей воды. Поскольку залежь апта представлена слабосцементированными песчаниками, компоновка заканчивания МГРП требовала нового технического подхода: не только включения портов МГРП, но и применения противопесочных фильтров с механическими муфтами с усиленным уплотнением. Также требовалось определить оптимальное

Рафис Шарипов
Rafis Sharipov

and promising today.

This report provides a successful result of the application of this technology for gas treatment with the use of fracture valves with a protective coiled tubing protector (acid fracturing without lifting the CT).

The report ***"The first multistage hydraulic fracturing on the Russian shelf: an integrated approach to the intensification of the Aptian deposits"*** was presented by ***Danil Prischepa***, Business Development Manager, and ***Rafis Sharipov,*** Coiled Tubing Operations Manager, Baker Hughes. The presentation described the approach to the first multistage hydraulic fracturing operation at the pilot production area of Aptian deposit. This reservoir is a promising site for development with hydraulic fracturing due to the geology structure. The operations were carried out at the Filanovsky field.

The geological and technical features of the project were described. In particular, the length of horizontal sections reached up to 1900 m, the average horizontal section length was 1654 m.

The low-permeability (3 mD) reservoir development was complicated by the presence of a gas cap and underlying water. Since the Aptian reservoir is composed of semi-consolidated sandstones, the completion assembly for multistage fracturing required a new approach – not only fracturing sleeves, but also the use of sand control filters with mechanical sleeves with reinforced seal. It was also necessary to determine the optimum number of fracturing stages and proppant volume for both the injection and production wells.

The basic option was to perform eight fracturing stages in each well. Different options of proppant volume per stage were considered – from 15 to 40 tons. Another option included different scenarios with various number of fracturing stages. Combined options were also proposed using simulation data. As a result, it was decided to choose the option of ten stages with 30 tons of proppant per stage for production wells and six stages with 20 tons of proppant per stage for injection wells. In terms of cumulative oil production this option was comparable with more intensive stimulation options, but this option had lower water cut risks.

The main challenge in terms of coiled tubing was the CT size. The well was equipped with a 5.5-inch tubing and the liner of the same diameter. Several

Протяженность горизонтальных секций доходила до 1900 м, средняя протяженность горизонтальной секции составляла 1654 м.

The length of horizontal sections reached up to 1900 m, the average horizontal section length was 1654 m.

количество трещин МГРП и объема проппанта как для нагнетательных, так и для добывающих скважин участка ОПЭ.

В качестве базового был разработан вариант проведения на каждой скважине по восемь стадий МГРП. Были рассмотрены различные варианты объема проппанта на трещину – от 15 до 40 тонн. В качестве оптимизированного подхода были разработаны различные варианты проведения МГРП, отличающиеся количеством стадий. Также были предложены комбинированные варианты. Проводилось моделирование на симуляторах. В итоге был принят вариант размещения по десять стадий МГРП с 30 т проппанта на стадию для добывающих скважин и по шесть стадий МГРП с 20 т проппанта на стадию для нагнетательных скважин. Данный вариант сопоставим по накопленной добыче нефти с вариантами более интенсивной стимуляции, но при этом характеризуется меньшими рисками по обводненности.

Основной вызов с точки зрения ГНКТ состоял в размере трубы. С устья скважины была спущена НКТ диаметром 5,5 дюйма, хвостовик был такого же диаметра. Несколько отдельных секций скважины были оборудованы многоцикличными портами ГРП и противопесочными управляемыми фильтрами. Дизайн ГНКТ был подобран для доведения достаточной нагрузки при манипуляции сдвижными муфтами. Основная задача – обеспечить необходимую длину. Для самой длинной и сложной скважины (4651 м) использовалась ГНКТ длиной 5000 м. Следующая проблема – доведение нагрузки с точки зрения управления портами МГРП и противопесочными фильтрами. Еще одна – ограничение по весу узла намотки. В результате детального анализа ряда типоразмеров ГНКТ по наихудшему прогнозу развития событий был выбран типоразмер ГНКТ 2 5/8 (66,6 мм), который позволил проведение работ с точки зрения доведения нагрузки и грузоподъемных лимитов крана и платформы.

Был реализован план очистки скважины с помощью струйной системы высокого давления. Минимальное расстояние между сдвижными муфтами фильтров и муфт ГРП не помешало успешно выполнить манипуляции в условиях осложнений. Для очистки скважин применялись компоновки ГНКТ импульсно-роторной и роторно-направленной систем.

Андрей Филатов, инженер отделения Научного центра мирового уровня «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты», озвучил доклад ***«Разработка и исследование жидкости разрыва на основе модифицированных поверхностно-активных веществ»***. Одним из современных направлений в области разработки реагентов для гидравлического разрыва пласта является разработка и

Андрей Филатов
Andrey Filatov

separate sections of the well were equipped with re-usable frac ports and sand-control filters. The task was to select the coiled tubing size to provide sufficient load for shifting of the sliding sleeves and ensure reaching the target depth. A 5000 m CT was used in the longest and most difficult well (4651 m). The next challenge was to provide sufficient load for shifting of the sliding sleeves and sand filters. Another challenge was the limitation on the spooling unit weight. As a result of detailed analysis of a number of CT sizes under the worst-case scenario it was decided to select a 2 5/8 (66.6 mm) size that met the criteria for the load transferred to the shifting tool and weight limits for the crane and the platform.

A well cleanout operation was performed using a high-pressure jetting system. The short distance between the sliding sleeves and the filters did not prevent successful shifting under complicated conditions. The pulse-rotor and rotary-steerable CT assemblies were used for wellbore cleanout.

Andrey Filatov, engineer of the department of the world-class scientific center "Rational development of the planet's liquid hydrocarbon reserves", made a presentation on ***"Development and research of fracturing fluid based on modified surfactants"***. One of the modern trends in the development of reagents for hydraulic fracturing is the development and study of non-polymer fracturing fluids based on viscoelastic surfactant solutions (VES). Hydraulic fracturing fluids based on VES are environmentally friendly, easy to use, and due to self-destruction, they provide almost complete restoration of the conductivity of the formed fractures and proppant pack after the operation. In addition, these systems have an oil-washing effect and are capable of stabilizing clayey rock. However, most surfactants that are capable of forming gels of the required structure are produced using organochlorine compounds. These compounds can subsequently pass

Жидкости ГРП на основе ВУПАВ экологичны, просты в использовании, а за счет самодеструкции обеспечивают практически полное восстановление проводимости образованных трещин и проппантной пачки после проведения операции.

Hydraulic fracturing fluids based on VES are environmentally friendly, easy to use, and due to self-destruction, they provide almost complete restoration of the conductivity of the formed fractures and proppant pack after the operation.

исследование бесполимерных жидкостей разрыва на основе вязкоупругих растворов поверхностно-активных веществ (ВУПАВ). Жидкости ГРП на основе ВУПАВ экологичны, просты в использовании, а за счет самодеструкции обеспечивают практически полное восстановление проводимости образованных трещин и проппантной пачки после проведения операции. Кроме того, данные системы обладают нефтеотмывающим действием и способны стабилизировать глинистую породу. Однако большинство ПАВ, которые способны образовывать гели необходимой структуры, производятся с использованием хлорорганических соединений. Эти соединения впоследствии могут перейти в пластовые флюиды, ухудшая товарные качества нефти и негативно влияя на целостность нефтеперерабатывающего оборудования.

Никита Безвенюк
Nikita Bezvenyuk

В рамках данной работы исследовались системы на основе бесхлорного геминального ПАВ. В структуре данного ПАВ присутствуют сразу два углеводородных радикала, что способствует более интенсивным гидрофобным взаимодействиям, и, как следствие, образуется высокоструктурированный гель. В качестве ПАВ-гелеобразователя используется производное технической олеиновой кислоты, что может значительно удешевить процесс ГРП на данных системах. Способность удерживать проппант исследуемые композиции проявляют при нормальных и при повышенных температурах вплоть до 60 °С. По отношению к глинистой породе данные системы проявляют стабилизирующие действие за счет адсорбции ПАВ на поверхности глины. Исследуемые составы подвергаются самодеструкции при контакте с углеводородами, что выявлено при смешении составов с нефтью в различных соотношениях.

Опыт применения в РФ двухпакерной компоновки для повторных ГРП осветил ***Никита Безвенюк***, NOV Completion Tools LLC. К настоящему времени накопилось колоссальное количество построенных горизонтальных скважин с проведенным МГРП и около 45% их являются кандидатами на повторный ГРП. Только в Западной Сибири накопилось более тысячи таких скважин. Компания NOV Completion Tools специализируется на оборудовании заканчивания скважин и для технологии повторного ГРП. Компанией разработаны и предлагаются три технологии: химические отклонители (блок-пачки), применение ремонтных накладок (пластырей) и ключей для открытия/закрытия, двухпакерные компоновки. NOV

Двухпакерные компоновки для повторных ГРП показали высокую работоспособность и эффективность.

Double-packer assemblies for re-fracturing have shown high performance and efficiency.

into formation fluids, degrading the commercial qualities of the oil and negatively affecting the integrity of the refinery equipment.

Within the framework of this work, systems based on a chlorine-free geminal surfactant were investigated. The structure of this surfactant contains two hydrocarbon radicals at once, which contributes to more intense hydrophobic interactions, and, as a consequence, a highly structured gel is formed. A derivative of technical oleic acid is used as a surfactant-gelling agent, which can significantly reduce the cost of the hydraulic fracturing process on these systems. The studied compositions exhibit the ability to retain proppant at normal and at elevated temperatures up to 60 ° C. In relation to clayey rock, these systems exhibit a stabilizing effect due to the adsorption of surfactants on the clay surface. The investigated compositions undergo self-destruction upon contact with hydrocarbons, which was revealed when mixing the compositions with oil in various ratios.

Nikita Bezvenyuk, NOV Completion Tools LLC, highlighted ***the experience of using a double-packer assembly for re-fracturing in the Russian Federation***. To date, a huge number of constructed horizontal wells with multi-stage hydraulic fracturing have accumulated, and about 45% of them are candidates for re-fracturing. More than a thousand of such wells have accumulated in Western Siberia alone. NOV Completion Tools specializes in well completion equipment and re-fracturing technology. The company has developed and offers three technologies: chemical diverters (block packs), the use of repair linings (plasters) and keys for opening / closing, two-packer arrangements. NOV Completion Tools pioneered the use of two-packer assemblies in Russia.

The details of the Cup-2-Cup assemblies (cup packers) and the innovative Packer-2-Packer assemblies, a hydraulic packer system with a number of advantages, were discussed in detail. The technological differences between these two types of layouts are given, as well as the composition of each of them and the sequence of their activation during use.

The speaker highlighted the experience of pilot testing in Russia at four wells. Double-packer assemblies for re-fracturing have shown high performance and efficiency. During the pilot project, equipment and procedures were improved.

Artem Zmeu, Head of Well Technologies Development Service, NPF Packer LLC, presented the report on ***technologies for reliable protection of the string and liner adapter for***

Completion Tools является родоначальником использования двухпакерных компоновок в России.

Было подробно рассказано о компоновках Cup-2-Cup (чашечных пакерах) и об инновационных компоновках Packer-2-Packer – системе гидравлических пакеров, которая обладает рядом преимуществ. Приведены технологические отличия этих двух видов компоновок, а также состав каждой из них и последовательность их активации при использовании.

Докладчик осветил опыт проведения ОПР в России на четырех скважинах. Двухпакерные компоновки для повторных ГРП показали высокую работоспособность и эффективность. В процессе ОПР оборудование и процедуры были усовершенствованы.

Технологии надежной защиты колонны и адаптера хвостовика для проведения ГРП и МГРП представил ***Артем Змеу***, руководитель службы разработки скважинных технологий ООО НПФ «Пакер». Строительство скважин с заканчиванием боковыми и горизонтальными стволами с последующим проведением ГРП и МГРП приносит увеличение уровня добычи для нефтегазодобывающего предприятия. Одновременно с этим возникает немало сложностей, связанных с обеспечением защиты эксплуатационной колонны от высоких давлений и недопущения повреждений скважины. Применение технологий и оборудования производства НПФ «Пакер» обеспечивает надежную защиту эксплуатационной колонны и адаптера, отсечение портов и обеспечивает безопасное проведение закачки требуемого объема проппанта.

Михаил Кунст
Mikhail Kunst

Михаил Кунст, руководитель отдела продвижения химических реагентов для гидроразрыва пласта ООО «Химпром», посвятил свое выступление ***альтернативным системам для ГРП и синтетическому полимеру Hydra GEL X***. Специалистами научно-исследовательского центра ООО «Химпром» разработана альтернативная жидкость ГРП на основе синтетического гелеобразователя Hydra GEL SW. В условиях возрастающих требований к чистоте трещин и возрастающего объема работ разработанная синтетическая система является перспективным направлением для промышленного применения в нефтедобывающей отрасли. Благодаря использованию синтетических гелевых систем можно преодолеть недостатки классической жидкости ГРП на основе гуаровой камеди: уменьшить загрязнение пласта, увеличить чистоту трещины и повысить

Артем Змеу
Artem Zmeu

hydraulic fracturing and multi-stage hydraulic fracturing. Drilling wells with sidetracks and horizontal completions followed by multistage hydraulic fracturing increases production for operators. At the same time, there are many challenges associated with protecting the production string from high pressures and avoiding damage to the well. Technologies and equipment from NPF Packer ensure reliable protection of the production string and adapter, effective zones isolation and safe injection of the required proppant volume.

Head of the Department of Promotion of Chemicals for Hydraulic Fracturing Khimprom LLC ***Mikhail Kunst*** devoted his speech ***Alternative systems for hydraulic fracturing. Synthetic polymer Hydra GEL SW***. The specialists of the Khimprom Research Center have developed an alternative hydraulic fracturing fluid based on the synthetic gelling agent Hydra GEL SW. The developed synthetic system is a promising direction for industrial application in the oil industry considering increasing requirements for the cleanliness of cracks and an increasing volume of work. The disadvantages of the classic guar-based fracturing fluid can be overcome through the use of synthetic gel systems. The abovemenshioned systems reduce formation contamination, increase fracture cleanliness and improve oil recovery efficiency. It should be noted that the developed system was created within the framework of import substitution, the implementation of Russian developments and the development of domestic production.

Can we finally control fracture height growth? Martin Rylance, Frac-Pup Chief Engineer, IXL Oilfield Consulting, answered this question. Consideration of a range of previously applied height-growth approaches will demonstrate how they attempted to fool or fudge height growth creation mechanisms. With this clarity, we can consider what advances in completion technology may offer in terms of delivering height growth control. The paper will suggest that with technology and approaches that are available today, that height-growth control is finally within reach. The paper will go on to describe a multi-well Pilot program, in deployment and execution in 2021 in Western Siberia; where billions of barrels remain to be recovered in thin oil-rim, low permeability sandstone reservoirs below gas or above water. The case presented will

эффективность извлечения нефти. Стоит отметить, что разработанная система создана в рамках импортозамещения, реализации российских разработок и развития отечественного производства.

Возможно ли контролировать высоту трещин гидроразрыва пласта? На этот вопрос ответил ***Мартин Райланс***, главный инженер Frac-Pup, IXL Oilfield Consulting. Анализ применявшихся ранее технологий контроля высоты трещин показал, что они неправильно описывали механизмы их образования. Были рассмотрены последние достижения в области заканчивания скважин для контроля роста трещин и выдвинуто предположение о том, что с помощью текущих технологий контролирование роста трещин гидроразрыва стало наконец возможным. Также в докладе описана пилотная программа строительства ряда скважин, которая будет реализована в 2021 году в Западной Сибири. В рамках этой программы предполагается добыча миллиардов баррелей из тонкой нефтяной оторочки, низкопроницаемых песчаных коллекторов ниже газоносного пласта или выше водоносного. Представленные результаты анализа предлагают уникальный подход, при котором полностью выполняются упомянутые ранее базовые уравнения.

Мартин Райланс
Martin Rylance

Представленная работа предлагает всестороннюю оценку огромного количества подходов к определению высоты трещин, которые использовались в течение последних 70 лет. По каждому из них проанализированы ошибки и неточности. Кроме того, для подтверждения возможности такого контроля представлены математическое обоснование задачи и полевые данные. Также предполагается, что достижения последних 10–15 лет способны воплотить эту модель в реальность уже в ближайшее время, т.е. реализация на практике наконец стала возможна.

Антон Беспалов, специалист по реализации сервисных услуг «Шлюмберже», выступил с докладом ***«Новый подход к реализации технологий ГРП компании «Шлюмберже» – SPARK бизнес-модель»***, который был посвящен новому подходу компании в области реализации услуг ГРП.

Антон Беспалов
Anton Bespalov

Рынок ГРП в настоящее время нестабилен, вследствие чего «Шлюмберже» изыскивает разные способы предоставления технологий. Возможно предоставление ГРП не как полного комплекса, а как отдельных видов услуг, таких как специализированное

SPARK дает возможности компаниям, имеющим собственный флот ГРП, получить доступ к технологиям «Шлюмберже»: HiWAY, HiVis и FiberFRAC.

SPARK enables companies with their own hydraulic fracturing fleet to gain access to Schlumberger technologies: HiWAY, HiVis and FiberFRAC.

be self-evident and offers a unique approach that honours and maintains the integrity of the underlying equations.

This presentation offers a comprehensive assessment of the myriad of height-growth approaches that have been utilized over the last 70 years, but in each case demonstrates the fallibility and limitations of each of these. However, rather than leave the reader with the interpretation that such control is not achievable, instead the paper will provide a mathematically sound approach, along with field data and evidence. The paper will also demonstrate that completion advances over the last 10–15 years make this approach a reality in the present day; and that field implementation is finally within reach.

Anton Bespalov, Schlumberger Service Implementation Specialist, made a presentation ***"A new approach to the implementation of hydraulic fracturing technologies by Schlumberger – SPARK business model."***, which was dedicated to the company's new approach to the implementation of hydraulic fracturing services.

The hydraulic fracturing market is currently unstable, as a result of which Schlumberger is looking for different ways to provide technology. It is possible to provide hydraulic fracturing not as a complete complex, but as separate types of services, such as specialized equipment, hydraulic fracturing according to the company's technologies, engineering and laboratory support, specialized software, and special chemicals.

The speaker introduced the principle of the SPARK cooperation model and listed the types of cooperation in it with the provision of specific technologies. In particular, SPARK enables companies with their own hydraulic fracturing fleet to gain access to Schlumberger technologies: HiWAY, HiVis and FiberFRAC. The work is carried out in collaboration. The features and advantages of these advanced technologies implemented within the SPARK approach were listed.

The company is also ready to provide special CRFD blocks. This is a multistage hydraulic

ГРУППА ФИД
ИННОВАЦИОННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

КОМПЛЕКСНЫЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА

fidgroup.ru

УСТАНОВКИ НАСОСНЫЕ

УСТАНОВКИ СМЕСИТЕЛЬНЫЕ

УСТАНОВКИ ДОЗИРОВАНИЯ ХИМРЕАГЕНТОВ

20+ ЛЕТ

20 лет опыта проектирования и производства

воплощение идеи в готовую концепцию

решения на основе передовых технологий

оборудование, ГРП по технологиям компании, инженерно-лабораторное сопровождение, специализированное программное обеспечение, специальные химреагенты.

Докладчик представил принцип модели сотрудничества SPARK и перечислил виды сотрудничества в ней с предоставлением конкретных технологий. В частности, SPARK дает возможности компаниям, имеющим собственный флот ГРП, получить доступ к технологиям «Шлюмберже»: HiWAY, HiVis и FiberFRAC. Работы выполняются в коллаборации. Были перечислены особенности и преимущества данных прогрессивных технологий, реализуемых в рамках SPARK-подхода.

Компания готова также предоставить специальные блок-пачки CRFD. Это технология проведения МГРП с использованием отклоняющих блок-пачек для осуществления постадийной закачки в процессе МГРП. Было дано подробное описание блок-пачки CRFD и областей ее применения.

Была представлена технология WellWatcher STIM, области ее применения и подход к работе с ней в рамках SPARK бизнес-модели.

Колтюбинговые технологии и другие внутрискважинные работы

Эксперт Центра компетенций по технологиям строительства и ремонта скважин блока экспертизы и функционального развития ООО «Газпромнефть НТЦ» ***Сергей Симаков*** рассказал о том, ***как колтюбинг открывает новую страницу в «Газпром нефть»***. В докладе был представлен в процентном соотношении широкий спектр работ, выполняемых с колтюбингом. За истекшие два года были реализованы новые технологические решения, такие как радиальное вскрытие пласта, кислотоструйное туннелирование, а также колтюбинговое бурение.

Докладчик представил диаграмму, отражающую общий «пробег» по трубам всех флотов контрагентов, работавших в периметре ГРП в период с 2017 по 2021 год. Были суммарно взяты узлы намотки с длинами применяемых ГНКТ и количество труб при использовании. Среднегодовой процент роста составил 3,6%. В прошлом году по общему километражу используемых ГНКТ наблюдалась просадка из-за ограничений, наложенных на ГПН .

Что касается отдельных диаметров ГНКТ, то отмечено уменьшение использования трубы 38,1 мм. Ее все чаще заменяет труба диаметром 44,5 мм, но есть отдельные операции, в которых 38-я труба незаменима. В частности, это непротяженные горизонты, а также скважины для поддержания пластового давления с ограничением по проходному диаметру. Труба диаметром 44,4 мм получила в компании широкое применение (45%).

Для трубы диаметром 50,8 мм также наблюдается

Сергей Симаков
Sergey Simakov

fracturing technology using diverting packs for staged injection into the multistage hydraulic fracturing process. A detailed description of the CRFD stack and its areas of application was given.

The WellWatcher STIM technology, its application areas and approach to working with it within the SPARK business model were also presented.

Coiled Tubing and Well Intervention

Sergey Simakov, expert of the Competence Center for Block Well Construction and Workover Technologies expertise and functional development Gazpromneft STC, spoke about how ***coiled tubing opens a new page in Gazprom Neft***. The report presented in percentage terms a wide range of works performed with coiled tubing. Over the past two years, new technological solutions have been implemented, such as radial formation penetration, acid jet tunneling, and coiled tubing drilling.

The speaker presented a diagram showing the total CT mileage of all fleets of counterparties that worked within the hydraulic fracturing perimeter from 2017 to 2021. In total, the winding nodes were taken with the lengths of the coiled tubing used and the number of tubes in use. The average annual growth rate was 3.6%. Last year, there was a drawdown in the total mileage of coiled tubing used due to the restrictions imposed on Gazprom Neft.

> Отмечено уменьшение использования трубы 38,1 мм. Ее все чаще заменяет труба диаметром 44,5 мм.
>
> A decrease in the use of 38.1 mm CT was noted. It is increasingly being replaced by a CT with a diameter of 44.5 mm.

With regard to individual CT diameters, a decrease in the use of 38.1 mm CT was noted. It is increasingly being replaced by a CT with a diameter of 44.5 mm, but there are some operations in which the 38th pipe is indispensable. In particular, these are non-extended horizons, as well as wells for maintaining reservoir pressure with limited bore diameter. The 44.4 mm tubing is widely used in the company (45%).

There has also been a slight increase in usage for the 50.8 mm CT. Its special orientation is noted: horizontal sections exceeding 1000 m. This tubing is indispensable for work when milling under the so-called rated value. This is the 95th cutter when working in 114 shanks with a 73rd PDM. Also, the 44th tubing is out of competition when closing and opening ports, when a lot of effort must be applied to the transmitted loads.

The company plans to use a CT with a diameter of

небольшой рост использования. Отмечается ее специальная направленность: горизонтальные участки, превышающие 1000 м. Эта труба незаменима при работах, когда фрезеруют под так называемый номинал. Это 95-й фрез при работе в 114 хвостовиках с 73-м ВЗД. Также 44-я труба вне конкуренции при закрытии-открытии портов, когда по передаваемым нагрузкам нужно приложить большое усилие.

44-я труба вне конкуренции при закрытии-открытии портов, когда по передаваемым нагрузкам нужно приложить большое усилие.

The 44th tubing is out of competition when closing and opening ports, when a lot of effort must be applied to the transmitted loads.

В компании планируется применение трубы диаметром 60,3 мм. Она уже участвует в 5% от общего числа колтюбинговых операций. Данный типоразмер будут активно использовать в «Газпромнефть Заполярье», где есть глубокие скважины с протяженными горизонтальными участками.

При работах часто необходимо бывает использовать тяжелую крановую технику, аренда которой составляет значительную часть затрат у контрагентов. Снизить эти затраты, а также сэкономить до 25% времени, затрачиваемого на работу на скважине, могло бы быстровозводимое подъемное сооружение, на разработку конструкции которого надеются в ГПН.

Еще одно актуальное направление – проблема сварного шва на ГНКТ, когда сварочные работы производятся вне производственных условий. При проведении сварки на месторождении жизнь трубы (coil life) теряет до 50%. Проблему могло бы решить создание такого прибора, который будет мобилен, а с его помощью можно будет убирать остаточное напряжеие и выравнивать структуру шва, придавая при этом ему пластичность, прямо на месторождении. Такого прибора очень не хватает, поскольку сегодня качество сварки гибкой трубы процентов на семьдесят зависит от человеческого фактора – от конкретного сварщика.

С докладом ***«Технологии и тенденции внутрискважинных работ»*** выступил ***Стюарт Марчи***, президент компании Altus Intervention по Ближнему Востоку и Азиатско-Тихоокеанскому региону, исполнительный вице-президент по коммерциализации технологий в Altus Intervention/старший сопредседатель Intervention and Coiled Tubing Association (ICoTA). Основные тренды были сгруппированы по четырем направлениям: надежность технологий, операционная эффективность, минимизация воздействия на окружающую среду и цифровизация. Все тренды взаимосвязаны между собой, и каждый был рассмотрен с точки зрения технологий, рабочих процессов и человеческого фактора.

Ермек Каипов
Yermek Kaipov

Представитель компании «Шлюмберже» ***Ермек Каипов*** выступил с докладом ***«Мобильный комплекс освоения для бурения на депрессии с ГНКТ»***. Доклад

60.3 mm. She already participates in 5% of the total number of coiled tubing operations. This standard size will be actively used by Gazpromneft Zapolyarye, where there are deep wells with long horizontal sections.

When, it is often necessary to use heavy crane equipment, the rental of which constitutes a significant part of the costs from contractors. A quick-mounting lifting structure could reduce these costs, as well as save up to 25% of the time spent on work on the well. That is why Gazprom Neft hopes for such a divice to be designed.

Another topical area is the problem of the welded seam on coiled tubing, when welding is performed outside of production conditions. When welding in the field, the coil life loses up to 50%. The problem could be solved by creating such a device that will be mobile, and with its help it will be possible to remove residual stress and level the structure of the seam, while giving it plasticity, right in the field. Such a device is very lacking, since today the quality of welding a coiled tubing depends on the human factor by seventy percent - on a particular welder.

President Middle East Asia Pacific, EVP Technology Commercialization at Altus Intervention/Senior Chairman at Intervention and Coiled Tubing Association (ICoTA) ***Stuart Murchie*** made a presentation on ***Technologies and Trends in Well Intervention***. The main trends were grouped in four areas: Mission certainty, Operational efficiency, Footprint minimization, and Digitalization. All trends are interconnected, and each has been considered in terms of technology, process and human factors.

Yermek Kaipov, Schlumberger representative, made a presentation titled ***"Mobile stimulation unit for underbalanced coiled tubing drilling"***. It was focused on underbalanced drilling and the surface equipment. The operations were performed in Saudi Arabia, but there is a demand for similar operations (underbalanced drilling of lateral holes in carbonate formations with stimulation from surface) in the Russian market as well. The speaker described numerous challenges of carbonate reservoirs development in Eastern Siberia and Orenburg. These challenges are mainly associated with the efficiency of wellbore contact with heterogeneous reservoir.

Underbalanced drilling with well stimulation is used to handle these challenges. In underbalanced drilling two main parameters are measured:

был посвящен бурению на депрессии и акцентирован на используемом поверхностном оборудовании. Работы проводились в Саудовской Аравии, но спрос на подобные операции (бурение на депрессии боковых стволов в карбонатных пластах с вызовом притока на поверхности) есть и на российском рынке. Докладчик охарактеризовал вызовы, возникающие при разработке карбонатных месторождений, которых много в Восточной Сибири и Оренбургском регионе. Они связаны в основном с эффективностью контакта ствола скважины с неоднородным коллектором.

Для решения проблем применяется бурение на депрессии с вызовом притока. При бурении на депрессии измеряются два основных параметра: забойное давление и дебит газа на устье после сепарации. На основе этих данных определяется продуктивность скважины вдоль ее ствола.

В Саудовской Аравии бурили боковые стволы из старых газоконденсатных скважин и получали на выходе газ и конденсат. Все установки подготовки флюида на поверхности установлены на шасси и перемещаются от скважины к скважине. Мобильный комплекс состоит из основных частей, предназначенных для первичного и вторичного отделения твердой фазы, сепарации, обработки твердой фазы, хранения и экспорта нефти, хранения воды, системы промывки водой, закачки ингибитора, системы отжига.

Опыт показал, что, несмотря на то что бурение боковых стволов на депрессии с вызовом притока может быть дороже бурения с помощью КРС, с точки зрения продуктивности разработка месторождения оказывается в 2–3 раза выше, чем если бы боковые стволы зарезались на репрессии. За короткий срок дебит вырос до 6 раз, бурение шло без осложнений и с высокой скоростью. Комплекс освоения и ГНКТ показали высокую эффективность. Данный метод реально увеличивает добычу, особенно в трещиноватых коллекторах.

Об ***увеличении зоны охвата скважины ГНКТ для задач радиального вскрытия пласта*** рассказал эксперт по ГНКТ, руководитель направления внутрискважинных работ ООО «Газпромнефть-Заполярье» ***Анатолий Кичигин***. На одном из месторождений, характеризующихся как низкопроницаемый карбонатный коллектор, наблюдалась слабая вовлеченность запасов в эксплуатацию. Были рассмотрены различные методы интенсификации. Предпочтение было отдано радиальному вскрытию пласта (РВП). Для РВП были предложены две скважины, одна из которых находилась в зоне слабопроницаемой карбонатной

Опыт показал, что, несмотря на то что бурение боковых стволов на депрессии с вызовом притока может быть дороже бурения с помощью КРС, с точки зрения продуктивности разработка месторождения оказывается в 2–3 раза выше, чем если бы боковые стволы зарезались на репрессии.

Case study has shown that in terms of productivity field development with underbalanced drilling of sidetracks with inflow stimulation turns out to be 2–3 times more effective as compared to overbalanced drilling despite the fact that it may be more expensive than workover drilling.

bottomhole pressure and gas rate at the wellhead after separation. Based on these data, the productivity along the wellbore is determined.

In Saudi Arabia sidetracks were drilled in old gas-condensate wells and provided gas and condensate inflow. All surface fluid treatment units are mounted on chassis for transportation from well to well. The mobile unit consists of main parts for primary and secondary solid phase extraction, separation, solid phase treatment, oil storage and export, water storage, water flushing system, chemical injection and flare systems.

Case study has shown that in terms of productivity field development with underbalanced drilling of sidetracks with inflow stimulation turns out to be 2–3 times more effective as compared to overbalanced drilling despite the fact that it may be more expensive than workover drilling. Within a short period of time the flow rate increased up to 6 times, drilling was performed at high penetration rate without complications. The mobile unit and coiled tubing showed high efficiency. This method increases production, especially in fractured reservoirs.

Анатолий Кичигин
Anatoly Kichigin

Coiled tubing expert, head of downhole operations at Gazpromneft-Zapolyarye LLC ***Anatoly Kichigin*** spoke about ***increasing the coverage area of the CT well for the tasks of radial formation penetration***. In one of the fields, characterized as a low-permeability carbonate reservoir, there was a weak involvement of reserves in production. Various methods of intensification were considered. The preference was given to radial formation penetration. For fracturing, two wells were proposed, one of which was located in the zone of a low-permeability carbonate matrix, and the other was located in an area with a locally developed "corridor" fracture.

The report gave a brief description of the radial formation penetration technology. A lightweight

матрицы, а другая была расположена в зоне с локально развитой «коридорной» трещиноватостью.

В докладе было дано краткое описание технологии РВП. Для работ использовалась колтюбинговая установка легкого класса. В качестве рабочей жидкости использовалась HCl концентрацией 15%. Работы шли в стволе до 100 м. Анатолий Кичигин подробно представил порядок их проведения, остановившись на этапе фрезерования колонны и вскрытии радиального канала. Был обобщен опыт проведения данных работ, приведен анализ их эффективности.

В докладе ***Ерлана Иссабекова***, представлявшего «Шлюмберже», ***«Скважинная камера и визуальная аналитика для решения задач по диагностике»*** была рассмотрена аппаратура OPTIS INFINITYTM и ее возможности в диагностике причин различных событий. Аппаратура включает в себя стандартную камеру нижнего вида и четыре камеры бокового вида. Камеру можно спускать на всех возможных способах доставки, но ГНКТ – наиболее популярный способ. Также важно иметь возможность визуальной аналитики. Она сочетает в себе новейшую визуальную диагностическую информацию с передовыми методами вычислительного анализа, которые необходимы для получения качественных и количественных данных о состоянии ствола скважины. Возможных вариантов визуальной аналитики существует много. Это могут быть случаи коррозии, пескопроявлений, перфорации, сужения и т. п. В докладе были приведены конкретные примеры работы камеры, когда было обнаружено, в частности, повреждение нерегулярной формы в хвостовике. С помощи камеры стали возможны визуальный анализ эффективности перфораций при ГРП, включая подтверждение расположения проппанта, оценку его распределения, оптимизацию дизайна фрака, а также проверка открытия/закрытия муфт ГРП.

«Исследование технического состояния скважин с помощью систем телеинспекции (забойной камеры)», так назывался доклад главного геолога ООО «ВЕТЕРАН» ***Константина Алегина***. В настоящее время при выполнении плановых геолого-технических мероприятий большое их количество приходится на капитальный ремонт скважин с применением ГНКТ. Применение флота ГНКТ при проведении КРС уже подразумевает сложно

Ерлан Иссабеков
Yerlan Issabekov

Визуальная аналитика сочетает в себе новейшую визуальную диагностическую информацию с передовыми методами вычислительного анализа.

Analytics combines state-of-the-art visual diagnostic information with advanced computational analysis techniques.

coiled tubing unit was used for the work. HCl with a concentration of 15% was used as a working fluid. The work went in the shaft up to 100 m.

A. Kichigin presented in detail the procedure for their implementation, stopping at the stage of cutting the column and opening the radial channel. The experience of carrying out these works was summarized, an analysis of their effectiveness was presented.

In the report of ***Yerlan Issabekov***, who represented Schlumberger, ***"Downhole camera and visual analytics for solving diagnostic problems"***, the OPTIS INFINITYTM equipment and its capabilities in diagnosing the causes of various events were considered. The hardware includes a standard bottom view camera and four side view cameras. The camera can be lowered on all possible delivery methods, but CT is the most popular method. It's also important to have visual analytics capabilities. It combines state-of-the-art visual diagnostic information with advanced computational analysis techniques to provide qualitative and quantitative wellbore data. There are many options for visual analytics. These can be cases of corrosion, sanding, perforation, narrowing, etc. In the report, specific examples of the camera's operation were given, when it was discovered, in particular, damage of an irregular shape in the shank. With the help of the camera, it became possible to visually analyze the effectiveness of perforations during hydraulic fracturing, including confirming the location of the proppant, assessing its distribution, optimizing the tailcoat design, as well as checking the opening / closing of hydraulic fracturing sleeves.

"Well testing. Analysis of the technical condition using teleinspection systems (bottom-hole camera)" was the title of the report of the Chief Geologist of VETERAN LLC ***Konstantin Alegin***.

Currently, a large number of planned logging while drilling activities fall on the well workover using coiled tubing. The use of a coiled tubing fleet during workover already implies a complex well profile (long horizontal section, great depths, workover on a working well, abnormal pressure of a working well, etc.) and in case of complications during the workover process, reliable information is required about the state of the bottom of the well, production casing , tubing hangers.

To date, an effective technological solution to this problem is downhole teleinspection (downhole camera).

This report provides a successful result of using an online downhole camera to determine the technical condition of the production string, the current bottom at a depth of more than 3600 m.

построенный профиль скважины (протяженный горизонтальный участок, большие глубины, проведение КРС на работающей скважине, АВПД работающей скважины и пр.), и при возникновении осложнений в процессе ремонта необходима достоверная информация о состоянии забоя скважины, эксплуатационной колонны, подвески НКТ. На сегодняшний день эффективным технологическим решением данной проблемы является внутрискважинная телеинспекция (забойная камера).

В докладе был приведен успешный результат применения забойной онлайн-камеры для определения технического состояния эксплуатационной колонны, текущего забоя на глубине более 3600 м.

Новый взгляд на крепление ПЗП представил ***Сергей Курцев***, руководитель службы ГНКТ ООО «Пакер Сервис». Работы проводились на Восточно-Мессояхском месторождении, на сеноманской части покурской свиты, характеризующейся высокой степенью латеральной неоднородности и вертикальной расчлененности. Основные проблемы заключались в аномально низком соотношении коэффициентов подвижности нефть:вода – 1:30. Разрабатывалась очень высоковязкая нефть в слабоконсолидированном песчанике с низкими деформационно-прочностными свойствами, на малой глубине залегания 750–800 м.

Сергей Курцев
Sergei Kurtsev

При разработке месторождения вследствие добычи произошло естественное разрушение скелета пласта, связанное с вымывом цементирующего материала породы потоком исходящей жидкости, и осыпание породы в фильтровой части горизонтальных участков скважин, что привело к закупорке и снижению дебита. Существует ряд особо проблемных скважин, которые не могут выйти на плановый режим работы, поскольку происходит забивание песком их фильтровой части. Заказчик перепробовал различные варианты закрепления песка в слабоконсолидированных песчаниках, но неудачно. Компания «Пакер Сервис» применила к проблеме инженерный подход. С нормализацией забоя – с очисткой скважины от пластового песка, выносящегося в процессе эксплуатации, были связаны 29% работ. Качественную и эффективную очистку забоя удалось провести исключительно благодаря применению ГНКТ.

Была подобрана технология – полимерная двухкомпонентная композиция, в готовом состоянии представляющая собой пористую пену. Ее основное отличие от предыдущих решений – то, что в составе компонентов есть порообразователь, который позволяет создать поровые каналы, обеспечивающие фильтрацию через данный химический состав. Также у нее широкий диапазон применения в промежутке пластовых

Качественную и эффективную очистку забоя удалось провести исключительно благодаря применению ГНКТ.

High-quality and efficient bottomhole cleaning was carried out exclusively thanks to the use of coiled tubing.

Sergei Kurtsev, head of CT Service, Packer Service LLC, presented ***a new look at bottom-hole formation support***. The work was carried out at the Vostochno-Messoyakhskoye field in the Cenomanian part of the Pokurskaya suite, which is characterized by a high degree of lateral heterogeneity and vertical dissection. The main problems were the abnormally low ratio of oil: water mobility coefficients – 1:30. A very high-viscosity oil was developed in a weakly consolidated sandstone with low deformation and strength properties, at a shallow depth of 750–800 m.

During the development of the field, as a result of production, a natural destruction of the formation skeleton occurred, associated with the washing out of the cementing material of the rock by the flow of the outgoing fluid, and the crumbling of the rock in the filter part of the horizontal sections of the wells, which led to blockage and a decrease in debit. There are a number of particularly problematic wells that cannot reach the planned operation mode, since their filter section is clogged with sand. The client has tried various sand fixing options in weakly consolidated sandstones, but failed. Packer Service took an engineering approach to the problem. Bottom hole normalization – cleaning of the well from formation sand carried out during operation, was associated with 29% of the work. High-quality and efficient bottomhole cleaning was carried out exclusively thanks to the use of coiled tubing.

The technology was selected – a polymer two-component composition, in the finished state representing a porous foam. Its main difference from previous solutions is that the components contain a blowing agent, which allows you to create pore channels that provide filtration through a given chemical composition. It also has a wide range of applications in the interval of reservoir temperatures from plus 15 °C to plus 90 °C. The porous structure itself is quite strong in terms of qualities, withstands stress loads, anchors the rock skeleton and retains oil permeability.

Sergey Kurtsev spoke about the experience of applying the technology on a specific well, where sand consolidation operations were performed and a long-term positive effect was obtained. It was concluded that fixing the sandstones of the bottomhole formation zone is the most rational way to control sand occurrences. The successful experience of using

температур – от плюс 15 °С до плюс 90 °С. Сама пористая структура по качествам получается достаточно прочная, выдерживает стрессовые нагрузки, закрепляет скелет породы и сохраняет проницаемость для нефти.

Сергей Курцев рассказал об опыте применения технологии на конкретной скважине, где были выполнены операции по закреплению песка и получен длительный положительный эффект. Был сделан вывод, что крепление песчаников ПЗП является наиболее рациональным способом борьбы с пескопроявлениями. Успешный опыт применения концептуально нового химического метода крепления ПЗП открыл новые горизонты эксплуатации месторождения. Рекомендовано тиражирование нового химического метода на объектах со слабоконсолидированными песчаниками.

Главный инженер по разработке месторождений компании «Шлюмберже» ***Ермек Каипов*** рассказал о ***применении высокочастотных измерений на поверхности для оптимизации процесса очистки ствола скважины после стимуляции***, поделившись опытом и данными, полученными во время процесса, и предложив пути их использования.

Были изложены особенности работ по освоению скважин после МГРП, в частности, оптимизации процесса очистки скважины с целью сохранения трещины ГРП. Бесконтрольная очистка ствола скважины может быть неполной. Оставшийся в хвостовике проппант создаст дополнительное сопротивление во время добычи. Вторая проблема – образование без проппанта зоны, которая будет смыкаться во время эксплуатации, вследствие чего будет теряться связь трещин ГРП со скважиной и в дальнейшем потребуется рефрак.

Во время работы с ГНКТ скорость закачки известна. Для измерения скорости возврата жидкости в многофазном потоке на выходе был установлен многофазный расходомер Vx. Идея: провести высокочастотные измерения, а потом, зная скорость закачки жидкости и скорость ее возврата, а также концентрацию проппанта, рассчитать балансовый дебит – расход, который позволит понять, депрессия или репрессия создалась на забое с учетом изменения объема за счет движения ГНКТ, и осуществить количественный контроль над состоянием депрессии для предотвращения выноса проппанта.

Применение высокочастотных данных во время очистки ствола скважины не только дает возможность сохранить трещину ГРП, но и позволяет провести расчет распределения проппанта в трещинах, что поможет рассчитать продуктивность скважины.

The use of high-frequency data during wellbore cleaning not only makes it possible to preserve the hydraulic fracture, but also allows the calculation of the proppant distribution in the fractures, which will help to calculate the productivity of the well.

a conceptually new chemical method for securing the bottomhole formation zone has opened up new horizons for the field's exploitation. Replication of the new chemical method on objects with weakly consolidated sandstones is recommended.

Ermek Kaipov, Chief Fields Development Engineer at Schlumberger, spoke about the use of ***high-frequency mmulti-phase surface measurement to optimize the post-stimulation clean-out with coiled tubing***, sharing experience and data obtained during the process and suggesting ways to use them.

The features of well development work after multi-stage hydraulic fracturing were outlined, in particular, optimization of the well cleaning process in order to preserve the hydraulic fracture. Uncontrolled wellbore cleaning may not be complete. The proppant remaining in the liner will create additional drag during production. The second problem is the formation of a zone without proppant, which will close during operation, as a result of which the connection of hydraulic fractures with the well will be lost, and refraction will be required in the future.

During coiled tubing operation, the injection rate is known. To measure the rate of liquid return in the multiphase flow, a Vx multiphase flowmeter was installed at the outlet. The idea is to carry out high-frequency measurements, and then, knowing the rate of fluid injection and the rate of its return, as well as the proppant concentration, calculate the balance debit – the flow rate, which will make it possible to understand whether drawdown or repression was created at the bottom, taking into account the volume change due to the movement of coiled tubing, and carry out quantitative control over the state of the underbalance to prevent proppant recovery.

The CT operator can monitor all the critical Vx multiphase meter data: proppant flow, fluid return rate, net return, injection rate into the well. The use of high-frequency data during wellbore cleaning not only makes it possible to preserve the hydraulic fracture, but also allows the calculation of the proppant distribution in the fractures, which will help to calculate the productivity of the well.

Luciya Davletshina, Ph.D., Associate Professor of the Department of Technology of Chemical Substances for the Oil and Gas Industry, The I.M. Gubkin RSU of Oil and Gas, made a report ***"Colloid-chemical research in the development of acid compositions"***.

The depletion regime is characterized by a decrease in the productivity of wells, which occurs not only due to a decrease in oil saturation of the reservoirs, but also due to clogging (pollution) of the bottomhole zone of the well. Under these conditions, one of the most common technologies

Оператор ГНКТ может отслеживать все важнейшие данные многофазного расходомера Vx: вынос проппанта, скорость возврата жидкости, чистый возврат, скорость закачки в скважину. Применение высокочастотных данных во время очистки ствола скважины не только дает возможность сохранить трещину ГРП, но и позволяет провести расчет распределения проппанта в трещинах, что поможет рассчитать продуктивность скважины.

Люция Давлетшина
Luciya Davletshina

Люция Давлетшина, к. т. н., доцент кафедры технологии химических веществ для нефтяной и газовой промышленности РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, выступила с докладом ***«Коллоидно-химические исследования при разработке кислотных составов»***.

Режим истощения характеризуется снижением продуктивности скважин, что происходит не только за счет уменьшения нефтенасыщенности пластов, но и за счет кольматации (загрязнений) призабойной зоны скважины. В этих условиях одной из самых распространенных технологий на месторождениях наряду с гидравлическим разрывом пласта является кислотная обработка.

Необходимо учитывать физико-химические процессы, происходящие в пласте на границах различных сред: порода – пластовые флюиды (нефть, пластовая вода, газ), нефть – вода (пластовая или закачиваемая), пластовые флюиды – технологические жидкости (химические реагенты, закачиваемые в пласт в процессе строительства и ремонта скважин), порода – технологические жидкости. Их взаимное влияние может приносить немало проблем, снижающих эффективность проводимых мероприятий в пласте. Использование методов коллоидной химии позволяет более глубоко исследовать данные процессы и дает возможность продвинуться дальше в решениях по совершенствованию технологии кислотных обработок и разработке новых кислотных составов.

Сочетание возможностей, которые могут предоставить колтюбинговая установка и кислотные составы, предложенные для конкретных пластовых условий, позволит повысить эффективность технологий кислотных обработок.

Младший научный сотрудник отделения Научного центра мирового уровня «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты» ***Виктория Котехова*** озвучила доклад ***«Разработка и исследование ингибитора коррозии комплексного действия»***. Коррозия металлического оборудования – это проблема, с которой сталкиваются на всех этапах нефтегазодобычи, поэтому разработка комплексного ингибитора коррозии представляет собой актуальную тему исследований. Основные

in the fields, along with hydraulic fracturing, is acid treatment.

It is necessary to take into account the physicochemical processes occurring in the reservoir at the boundaries of various media: rock – reservoir fluids (oil, reservoir water, gas), oil – water (reservoir or injected), reservoir fluids – process fluids (chemicals injected into the reservoir in the process of construction and workover of wells), rock – process fluids. Their mutual influence can bring many problems that reduce the effectiveness of the measures taken in the reservoir. The use of colloidal chemistry methods allows a deeper study of these processes and makes it possible to move further in solutions to improve the technology of acid treatments and the development of new acid compositions.

Сочетание возможностей, которые могут предоставить колтюбинговая установка и кислотные составы, предложенные для конкретных пластовых условий, позволит повысить эффективность технологий кислотных обработок.

The combination of the capabilities that can be provided by the coiled tubing unit and the acid compositions proposed for specific reservoir conditions will increase the efficiency of acidizing technologies.

The combination of the capabilities that can be provided by the coiled tubing unit and the acid compositions proposed for specific reservoir conditions will increase the efficiency of acidizing technologies.

Junior Researcher of the Department of the World-Class Scientific Center "Rational Development of the Planet's Liquid Hydrocarbon Reserves ***Viktoria Kotekhova*** made a report ***"Development and research of a complex action corrosion inhibitor"***. Corrosion of metal equipment is a problem that is faced at all stages of oil and gas production, therefore the development of an integrated corrosion inhibitor is a relevant research topic. The main corrosion damage occurs during the operation of metal equipment in corrosive environments containing organic and mineral acids, as well as in mineralized water saturated with dissolved gases, in particular, carbon dioxide.

One of the best known methods of corrosion protection is the use of inhibitors. Most of the corrosion inhibitors used are aliphatic or aromatic surfactants containing nitrogen, sulfur and oxygen atoms in their functional groups. These organic molecules can adsorb on the surface of the metal, forming a bond between the nitrogen atoms and the metal through the presence of a π-bond and a lone pair of electrons, thereby reducing corrosive

коррозионные повреждения возникают при эксплуатации металлического оборудования в агрессивных средах, содержащих органические и минеральные кислоты, а также в минерализованной воде, насыщенной растворенными газами, в частности диоксидом углерода.

Виктория Котехова
Viktoria Kotekhova

Одним из наиболее известных методов защиты от коррозии является использование ингибиторов. Большинство используемых ингибиторов коррозии представляют собой алифатические или ароматические поверхностно-активные вещества, содержащие в своих функциональных группах атомы азота, серы и кислорода. Эти органические молекулы могут адсорбироваться на поверхности металла, образуя связь между атомами азота и металлом за счет присутствия ϖ-связи и неподеленной пары электронов, тем самым уменьшая коррозионное воздействие. Среди многообразия азотсодержащих ингибиторов коррозии широкое применение имеют ингибиторы имидазолинового класса. Ингибирующее действие имидазолина и его производных основано на адсорбции на границе раздела металл/раствор. Они широко используются для защиты металлического оборудования из-за их высокой ингибирующей эффективности и экологичности.

В результате проведенного обзора российской и зарубежной литературы была определена актуальная тема разработки ингибитора коррозии комплексного действия. На основании полученных данных были разработаны ингибирующие композиции, содержащие в своем составе анионный и неионогенный ПАВы, растворитель и активную основу – имидазолин. Представленные композиции имеют допустимую скорость коррозии в минерализованной модельной пластовой воде, насыщенной углекислым газом в концентрации 60 мг/л, которая была определена на основании значений ККМ. В соляной кислоте в диапазоне концентраций от 5 до 15% мас. лучшим защитным действием обладает композиция с добавлением анионного ПАВ, а в сульфаминовой кислоте добиться требуемого снижения коррозионной активности удалось при введении дополнительных компонентов – йодида калия и тиомочевины.

Таким образом была разработана ингибирующая композиция комплексного действия, проявляющая высокие защитные свойства в углекислотной среде, низкоконцентрированной соляной кислоте, а также в сульфаминовой кислоте во всем используемом диапазоне концентраций. Низкотемпературные свойства полностью соответствуют требуемым значениям: температура застывания полученных реагентов ниже -50 °С.

Об аспектах физико-химического

effects. Among the variety of nitrogen-containing corrosion inhibitors, inhibitors of the imidazoline class are widely used. The inhibitory effect of imidazoline and its derivatives is based on adsorption at the metal/solution interface. They are widely used to protect metal equipment due to their high inhibitory efficiency and environmental friendliness.

As a result of the review of Russian and foreign literature, a topical topic of the development of a complex action corrosion inhibitor was identified. Based on the data obtained, we developed inhibitory compositions containing anionic and nonionic surfactants, a solvent and an active base – imidazoline. The presented compositions have a permissible corrosion rate in saline model formation water saturated with carbon dioxide at a concentration of 60 mg/l, which was determined based on the CMC values. In hydrochloric acid in the concentration range from 5 to 15% wt. the best protective effect is possessed by a composition with the addition of an anionic surfactant, and in sulfamic acid it was possible to achieve the required decrease in corrosive activity with the introduction of additional components – potassium iodide and thiourea.

Thus, an inhibitory composition of complex action was developed, exhibiting high protective properties in a carbon dioxide environment, low-concentration hydrochloric acid, as well as in sulfamic acid in the entire concentration range used. Low-temperature properties fully correspond to the required values: the pour point of the obtained reagents is below -50 °C.

Константин Мерзляков
Konstantin Merzlyakov

Konstantin Merzlyakov, engineer of the department of the World-Class Scientific Center "Rational Development of the Planet's Liquid Hydrocarbon Reserves", spoke about ***the aspects of physical and chemical modeling of hydrochloric acid treatments in carbonate reservoirs***. The complex mineral composition of carbonate reservoirs and their heterogeneity create difficulties in modeling acid treatments. The report presented scenarios of the interaction of acid with carbonate rock. It's ideal, when, having spent the minimum amount of acid, it is possible to create a dominant wormhole – a highly conductive channel. The aim of the study was to study the interaction of

моделирования солянокислотных обработок в карбонатных коллекторах рассказал ***Константин Мерзляков***, инженер отделения Научного центра мирового уровня «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты». Сложный минеральный состав карбонатных коллекторов и их неоднородность создают трудности при моделировании кислотных обработок. В докладе были представлены сценарии взаимодействия кислоты с карбонатной породой. Идеально, когда, затратив минимальное количество кислоты, удается создать доминантную червоточину – высокопроводимый канал. Целью исследования являлось исследование взаимодействия кислотных составов с карбонантной породой при низких температурах, моделирование данного взаимодействия и сопоставление результатов с полученными на фильтрационной установке. Применялся гравиметрический метод исследований. Исследовались два кислотных состава: на основе высококонцентрированной соляной кислоты (HCl 18% мас.) и на основе уксусной кислоты. Показано, что уксусная кислота взаимодействует в разы медленнее, чем соляная, а повышение температуры значительно ускоряет скорость реакции. Была представлена кинетика растворения породы, а также математическая модель кислотной обработки. Был сделан вывод, что математическое моделирование полезно при кислотных обработках, а для получения оптимального эффекта важно обращать внимание на скорость закачки и кинетические характеристики кислотного состава.

Исследованию скорости коррозии гибких насосно-компрессорных труб в кислых средах был посвящен доклад ***Александры Галкиной***, инженера отделения Научного центра мирового уровня «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты». Кислотные обработки являются одним из основных видов интенсификации нефтедобычи. Они помогают восстановить проницаемость и стимулировать пласт из-за образования новых высокопроводящих поровых каналов. Наиболее распространено использование соляной кислоты, однако ее перспективной заменой является сульфаминовая кислота из-за более глубокой проникающей способности, низкой коррозионной активности, простоты хранения и транспортировки. Применение колтюбинговых установок при проведении кислотных обработок получило широкое распространение как в России, так и за рубежом. Использование ГНКТ имеет ряд преимуществ: позволяет проводить непрерывные операции без глушения скважины, равномерно и селективно распределять технологические жидкости. Однако одним из осложнений при проведении кислотных обработок является коррозия как стального оборудования, так и гибких насосно-компрессорных труб.

В работе проводились исследования по оценке скорости коррозии ГНКТ без добавления ингибитора

Идеально, когда, затратив минимальное количество кислоты, удается создать высокопроводимый канал.

It's ideal, when, having spent the minimum amount of acid, it is possible to create a highly conductive channel.

acidic compositions with carbonant rock at low temperatures, to model this interaction and to compare the results with those obtained at the filtration unit. A gravimetric research method was used. Two acid compositions were investigated: based on high-end hydrochloric acid (HCl 18% wt.) And based on acetic acid. It was shown that acetic acid interacts several times slower than hydrochloric acid, and an increase in temperature significantly accelerates the reaction rate. The kinetics of rock dissolution was presented, as well as a mathematical model of acidizing. It was concluded that mathematical modeling is useful for acidizing, and to obtain an optimal effect, it is important to pay attention to the injection rate and the kinetic characteristics of the acid composition.

Александра Галкина
Alexandra Galkina

The report by engineer of the department of the World-Class Scientific Center "Rational Development of the Planet's Liquid Hydrocarbon Reserves ***Alexandra Galkina*** was devoted to the study of ***investigation of the CT corrosion rate in acidic media***. Acid treatments are one of the main types of oil production intensification. They help to restore permeability and stimulate the formation due to the formation of new high-conductive pore throats. Hydrochloric acid is the most common, however, sulfamic acid is a promising substitute. It has higher permeability, low corrosivity and it is easy to store and transport. The use of coiled tubing units for acid treatments has become widespread both in Russia and abroad. The use of coiled tubing (CT) has a number of advantages. It allows continuous operations without killing the well. It allows a uniforal and selective distribution of process fluids. However, one of the complications of acidizing is corrosion of both steel equipment and coiled tubing.

In this work, studies were carried out to assess the corrosion rate of coiled tubing both without adding an inhibitor to the acid composition, and with it installed. ST80 tubes manufactured by ESTM were selected as the object of research. Aggressive media were 5, 10 and 15% wt. hydrochloric and sulfamic acids. We chose Invol-2A (conc. 0.5% wt.) and

в кислотный состав и в его присутствии. В качестве объекта исследований были выбраны трубы марки ST80, произведенные компанией ESTM. Агрессивными средами являлись 5, 10 и 15% мас. соляная и сульфаминовая кислоты. Для снижения коррозионной агрессивности были выбраны ингибиторы Инвол-2А (конц. 0,5% мас.) и Инвол-2Б (конц. 0,4% мас.). Скорость коррозии определялась гравиметрическим методом с последующей оценкой защитного эффекта. В концентрациях 5% и 10% мас. максимальный защитный эффект достигается с течением времени. Наибольшая ингибиторная защита для 15% мас. HCl обеспечивается уже за 6 часов и в дальнейшем остается неизменной. В сульфаминовой кислоте эффективность ингибитора достаточно высока во всем диапазоне времени.

Количество и качество докладов 22-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы» впечатляет. Закрывая мероприятие, Константин Бурдин отметил: «Очень сильные доклады были озвучены. Я на этой конференции бываю с 2000 года. В нынешнем году меня порадовало, что много молодых ребят сюда приехали впервые. У нас за плечами замечательная молодежь, которая идет нам на смену. Это радует! Наша конференция – это не только обмен опытом, это обмен контактами, возможность получить деловых партнеров. Хотя мы, сервисники, являемся конкурентами, но такие встречи, как наша конференция, нас всех объединяют и приносят нам большую пользу. Поверьте, за два десятилетия конференция принесла огромную пользу в продвижении и продажах технологий и оборудования. Это очень мощный инструмент, точка контакта, объединяющая нас в потоке времени».

До встречи на 23-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы»!

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

Invol-2B (conc. 0.4% wt.) inhibitors to reduce the corrosiveness. The corrosion rate was determined by the gravimetric method with subsequent assessment of the protective effect.

At concentrations of 5% and 10% wt. the maximum protective effect is achieved over time. The greatest inhibitory protection for 15% wt. HCl is provided already at 6 o'clock and remains unchanged thereafter. In sulfamic acid the effectiveness of the inhibitor is quite high over the entire time range.

The quantity and quality of the reports delivered at the 22nd International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference is impressive. In his closing speech, Konstantin Burdin pointed out, "We have heard very sound reports. I have been the participant of this Conference since 2000. This year, I am happy to see lots of young people who have come here for the first time. We have a great new generation following us, we have somebody to give place to. This is good news! Our Conference is not only about sharing experience, but also about sharing contacts and getting an opportunity to find business partners. Although we, those working in the service sector, are competitors, such meetings as this Conference make us stand together and are to our advantage. Believe me, over two decades this Conference has been a great booster for the promotion and sales of technologies and equipment. It is our powerful tool and our point of contact which makes us feel united throughout all this time".

Hope to see you at the 23rd International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference!

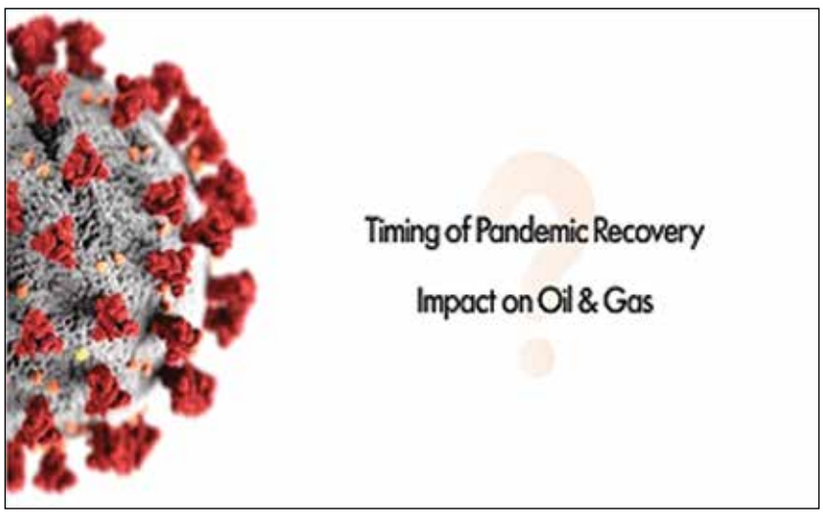
Analytical Group of the Coiled Tubing Times

Технологии и тенденции внутрискважинных работ
Technology and Operational Trends in Well Intervention

Стюарт Марчи, президент компании Altus Intervention по Ближнему Востоку и Азиатско-Тихоокеанскому региону, исполнительный вице-президент по коммерциализации технологий в Altus Intervention/старший сопредседатель Intervention and Coiled Tubing Association (ICoTA)
Stuart Murchie, President Middle East Asia Pacific, EVP Technology Commercialization at Altus Intervention/Senior Chairman at Intervention and Coiled Tubing Association (ICoTA)

Стюарт Марчи проработал в нефтегазовой отрасли более 30 лет в различных должностях, связанных с операционной деятельностью, разработкой технологий и стратегическим менеджментом в Азии, Европе и Северной Америке. Стюарт является президентом компании Altus Intervention по Ближнему Востоку и Азиатско-Тихоокеанскому региону и исполнительным вице-президентом компании по коммерциализации технологий. Он также является младшим председателем ICoTA Global, а в конце марта 2022 года займет должность старшего председателя. Стюарт получил степень бакалавра (с отличием) в области машиностроения в Университете Данди, Шотландия.

Stuart has had a career in the upstream oil & gas Industry spanning more than 30 years, having held a diverse range of assignments covering operational, product development and business strategic aspects within Asia, Europe and North America. Stuart is the President for Middle East Asia Pacific and EVP–Technology Commercialization for Altus Intervention. He is also the Junior Chair for ICoTA Global, assuming the Senior Chair position at the end of March. Stuart holds a BSc (Honors) Degree in Mechanical Engineering from the University of Dundee, Scotland.



Сегодня многие эксперты и компании пытаются определить ближайшие, среднесрочные и долгосрочные перспективы восстановления экономики после **пандемии** и оценить влияние пандемии на **мировой спрос на энергоресурсы**.

Нас интересует спрос на нефть и газ, цены на сырье и уровень активности производств, а также степень влияния этих факторов на объем инвестиций в отрасль.

Текущая динамика формирует **позитивный настрой** на то, что распространение вакцин позволит снять ограничения, связанные с локдауном, и ускорит восстановление экономики, которое может начаться во второй половине 2021 года.

There are many experts and organizations trying to plot the near-, mid- and long-term outlook associated with an economic recovery following the ongoing **pandemic**, and the impact that will have on **global energy denand**.

Specific to us is the demand for Oil & Gas, the commodity pricing and activity levels within the industry, and how that may impact investment in the sector.

The consensus seems to be **a positive sentiment** that the ongoing vaccine rollout will provide a release from the extensive lockdown restrictions, and in turn spur a recovery that could start in the second half of 2021.

Также в связи с климатическими изменениями большое внимание уделяется **переходу к альтернативным источникам энергии** – переходу от высокой зависимости от ископаемых видов топлива к альтернативным возобновляемым источникам энергии с низким содержанием углерода, таким как ветер, солнце, гидроэнергия и геотермальная энергия.

Вопрос в том, какими темпами и в какой степени будет происходить этот переход. Сейчас в отрасли отчетливо формируется вывод, что спрос на различные источники энергии сохранится – при этом спрос на нефть и газ останется на высоком уровне еще в течение многих лет. Некоторые эксперты даже предполагают, что «нефть может закончиться раньше, чем мы перестанем в ней нуждаться».

Снижение уровня загрязнений при производстве ископаемого топлива становится все более важным вопросом. При этом все большее число компаний и правительств разных стран ставят перед собой амбициозные цели по достижению углеродной нейтральности, где значительную роль будут играть технологические инновации. Фактически мы уже видим признаки этого в области внутрискважинных работ, поскольку добывающие компании ставят перед собой, перед производителями оборудования и перед поставщиками услуг задачу поиска решений с меньшим воздействием на окружающую среду.

Большое внимание будет уделяться всему процессу разработки и эксплуатации месторождений: разведке, эксплуатации, ремонту и ликвидации скважин. Технологии и методы внутрискважинных работ уже играют в этом значительную роль, и эта роль, вероятно, будет возрастать в переходный период.

In addition, there is a lot of focus and action associated with the **climate driven Energy Transition**, and the timing and impact of the resulting shift from a high dependence on fossil-based fuels to alternative low carbon renewable energy sources such as wind, solar, hydro, and geothermal.

It is now considered no longer a matter of if, but more at what pace and to what extent this transition will happen, and the growing pragmatic realization that a mix of all energy sources will need to be maintained – with Oil and Gas remaining a significant contributor to the global energy demand portfolio for quite some years yet. Some are even suggesting “we could run out of oil before we no longer need it.“

Improvements in the **cleanliness of fossil fuel energy** with respect to associated emissions has become an increasingly important matter, with aggressive carbon neutral targets being set by a growing number of companies and governments. Technology innovation can and will have a significant role to play in achieving these targets. In fact, we are already seeing signs of that in well intervention, as operators challenge themselves, equipment manufacturers and service providers to seek solutions that have a lighter environmental footprint.

While these aspects play out, reliance on Oil and Gas exploration and production, and the maintenance and the eventual P&A of the related well infrastructure, will continue. Well intervention technologies and techniques already play a significant role in this, a role that will likely grow through the transition.

Я сгруппировал технологии и технологические тренды в области внутрискважинных работ по четырем направлениям: надежность технологий, операционная эффективность, минимизация воздействия на окружающую среду и цифровизация.

Я не рассматриваю эти тренды отдельно. Все они взаимосвязаны между собой, и каждый рассматривается с точки зрения технологий, рабочих процессов и человеческого фактора.

Главными задачами остаются повышение качества, безопасности, эффективности и рентабельности внутрискважинных работ.

Описанные тренды будут способствовать выполнению этих задач, а также снижению воздействия на окружающую среду за счет эффективных внутрискважинных работ и продления срока службы существующего фонда скважин.

My keynote will focus on the technology and operational trends associated with the intervention business. I have grouped these trends into four: Mission certainty, Operational efficiency, Footprint minimization, and Digitalization.

You will see from my presentation I do not consider these as isolated aspects. More so they are totally inter-twined, involving technology, process, and human factors.

Continued attention to, and improvements in Safety and Service Quality remains a mainstay, as does the improved efficiency and cost effectiveness of all and any intervention operation.

Far from conflicting, the trends will all contribute positively towards these as well as towards a reduced environmental impact – of the interventions themselves and through extending the life of, and production from, the vast existing well stock.

Давно прошли времена тестов, проб и ошибок при проведении скважинных работ.

- Сейчас добывающие компании требуют повышенного уровня надежности внутрискважинных работ и более точной оценки *ресурсов, времени* и *затрат*, а также оценки чистой текущей стоимости для расчета капитальных затрат и составления инвестиционного плана. Таким образом определяется рентабельность, а следовательно, и эффективность проекта.
- Тщательное планирование позволяет правильно подобрать и оптимизировать технологию. Сейчас перед каждой работой проводятся следующие этапы: моделирование работ, анализ опасных факторов и рисков, испытания перед спуском.
- Усовершенствование конструкции забойных инструментов и использование технологий передачи забойных данных обеспечивает *оценку состояния инструмента в скважине* и *управление забойной компоновкой* в режиме реального времени.

Ранее передача данных в реальном времени была возможна только при проведении работ на кабеле. Сейчас эта технология доступна на колтюбинге, а с недавнего времени и на канате. Оснащение забойными датчиками, передача данных в реальном времени и питание забойных инструментов позволяют повысить эффективность работ на кабеле и колтюбинге. В некоторых случаях сам механизм спуска инструментов используется для измерений – например, технология распределенных измерений на оптоволоконном кабеле.

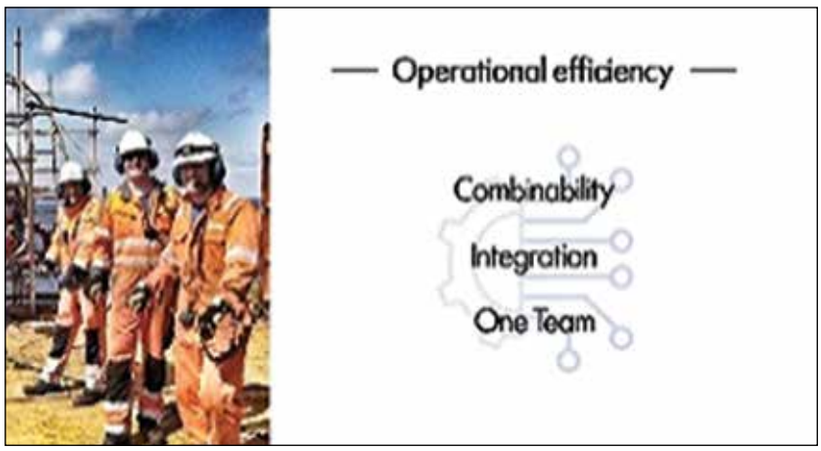
Передача данных в реальном времени также дает возможность вносить корректировки при отклонении скважинных условий, что позволяет принимать объективные решения.

Long gone are the days of trial and error with regards to well interventions.

- Operators are now requiring an increased level certainty on intervention operations so they can better estimate the associated *resources, time, and costs*, and assess the NPV for capital budgeting and investment planning – In doing so determining the profitability, hence viability, of a project.
- Robust planning is improving the selection and optimization of the solution. Detailed job program design, including HAZOP analysis for anticipated challenges, coupled with thorough pre-job System Integration Testing, have now become commonplace in well intervention.
- Improvements in downhole tool design with increased levels of instrumentation, coupled with surface to downhole data communications, is providing *in-well visibility of tool status* and real-time *tool adjustment control* during operations.

Having been available from the outset with electric-line logging, for quite some time on Coiled Tubing, and most recently on slickline, sensor instrumentation and its real-time connectivity is now available on the range of powered mechanical intervention technologies that are deployed on electric line and coiled tubing. In some cases, the deployment mechanism itself has become instrumented, an example being distributed fibre optic measurements from the line.

These real-time measurements are also providing the ability to adapt the operation to the downhole conditions encountered if they are to differ from those expected, enabling objective data driven decisions to be taken.



Еще одним трендом является сокращение количества спуско-подъемных операций, необходимых для решения различных задач, что позволяет **значительно повысить эффективность работ**. Для этого используются забойные датчики и технология передачи данных в реальном времени, а также внедряется архитектура открытых систем. При этом объединение различных забойных инструментов и **выполнение различных задач за одну спуско-подъемную операцию** становится нормой. При этом передача данных в реальном времени позволяет оперативно отследить выполнение каждой задачи.

Примеры:

- Операция по ликвидации скважины с такими работами, как «**установка пробки – пробивание отверстий – резка трубы**» выполняется за одну спуско-подъемную операцию.
- Использование каверномера для подтверждения открытия/закрытия элементов компоновки заканчивания, передача данных о положении инструмента переключения и усилии сдвига.

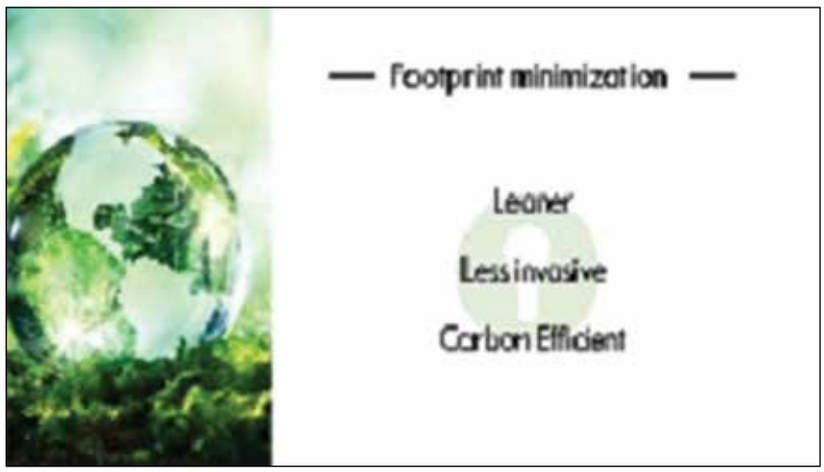
Кроме того, в настоящее время некоторые добывающие компании требуют многопрофильную квалификацию персонала и интегрированную работу нескольких сервисных компаний. По словам одного из операторов, это «**единый командный подход к внутрискважинным работам**». Несмотря на то что сервисные компании по-прежнему конкурируют между собой, сейчас они все чаще сотрудничают по интегрированным проектам для предоставления оптимизированных решений для внутрискважинных работ. В таких проектах участвуют не только небольшие поставщики узкоспециализированных технологий, но и международные компании, которые объединяют свои технологии и человеческие ресурсы.

Another trend is to remove the need for sequential tool deployments when executing the multiple tasks often required in well intervention programs, and in doing so **creating significant operational efficiency gains**. Sensor instrumentation, open system architecture design and real-time connectivity is enabling this combinability within and across companies. With that, tool Integration, simultaneous task management and **single run/multi-function execution** is fast becoming the expected norm. This combinability is also providing better real-time verification of task completion.

Examples of this are:

- executing a **plug set – pipe punch – pipe cut** P&A operation with one run in hole.
- integrating a caliper device with a completion manipulation toolstring, providing completion component status information pre- and post-shifting to augment the stroke position and force measurements of the actuator tool.

Furthermore, personnel multi-skilling and service company integration whilst not a new desire, is now being demanded by some operators – as one operator calls it **“a One Team Approach to well intervention”**. Whilst still competing, service companies are now increasingly collaborating to deliver an optimized intervention solution via an integrated delivery model. This is happening not only with the smaller niche technology providers, but also amongst regional and global service companies, integrating both human resources and technology.



Сокращение рабочей площади при проведении внутрискважинных работ:
- размер оборудования и количество единиц,
- количество персонала,
- логистика оборудования и персонала

приносит очевидные преимущества: повышение эффективности работы и снижение рисков, в некоторых случаях полное исключение рисков. Это особенно актуально для морских месторождений. Кроме того, проведение «операций с минимальным вмешательством» предпочтительнее, когда есть опасения, что операция может оказать вредное воздействие на пласт или осложнить последующие работы.

Этому способствует доступность технологий с меньшей площадью работ, которые позволяют сократить выбросы парниковых газов при проведении работ, что является одним из важнейших направлений в нефтегазовой отрасли и в мире в целом. В результате добывающие компании все чаще отдают предпочтение таким технологическим решениям и многие из них призывают сервисные компании расширять границы возможностей технологий для решения более широкого спектра задач.

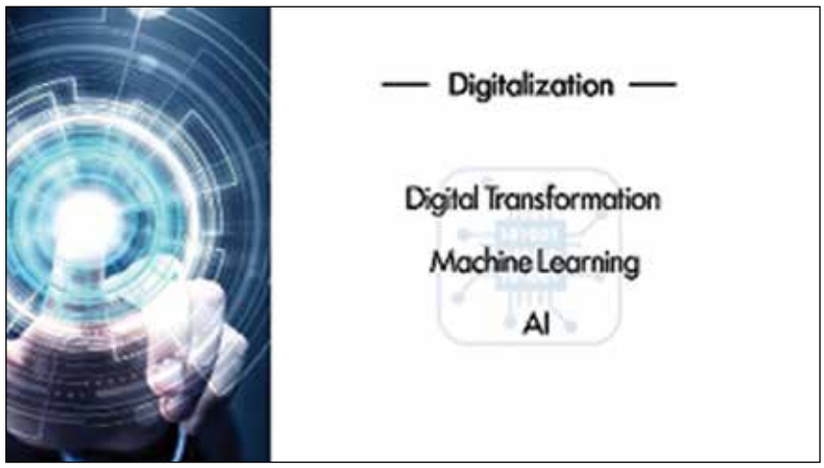
Достижения в разработке и изготовлении инструментов в сочетании с контрольно-измерительными приборами, контролем в режиме реального времени и передачей данных по всему месторождению – все это позволяет планомерно и контролируемо расширять область применения технологий.

Conducting well intervention operations with a reduced footprint, with regards to
- equipment size and quantity
- personnel manning levels, and
- equipment and personnel logistics

brings obvious benefits with regards to operational efficiencies and risk reduction, and to some extent risk elimination. This is particularly so in offshore locations. Furthermore, conducting a less invasive “keyhole surgery” style of intervention is preferred when there is concern about the operation possibly having a detrimental impact on the reservoir, or any subsequent interventions that are expected to follow.

The availability of lighter solutions is facilitating this, and by default is having a positive impact on reducing intervention generated greenhouse gas emissions – a critical focus across the O&G industry and the world at large. As a result, preference is increasing amongst operators for the lighter technology solution, with many encouraging service companies to push the capability boundaries of the technologies so as to leverage their beneficial impact across a broader and more demanding range of intervention scope.

Advances in tool design and engineering, coupled with instrumentation, real-time operational visibility and control, and connectivity beyond the wellsite are all enabling a measured and controlled scope expansion.



По мере увеличения объема данных, получаемых от инструментов и оборудования, а также совершенствования высокоскоростного подключения в режиме реального времени, хранения данных и облегчения доступа к ним будут реализованы все преимущества цифровой трансформации в области внутрискважинных работ.

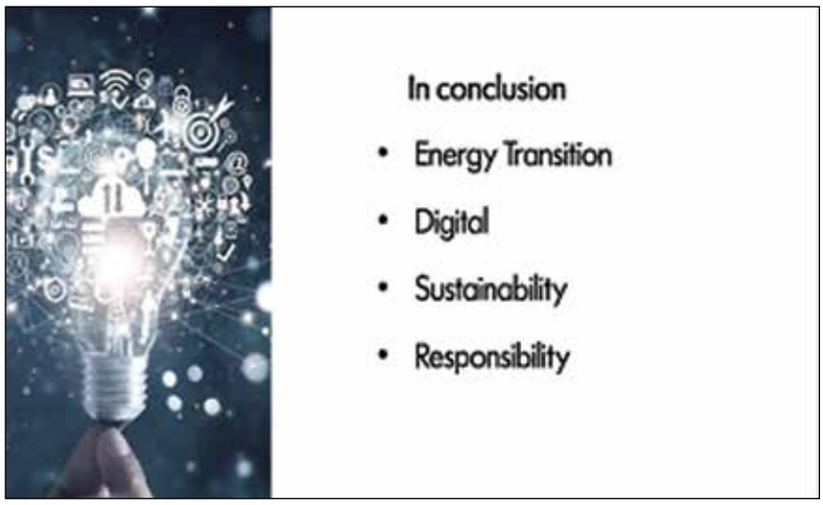
На месторождениях уже давно используются технологии передачи данных с датчиков в режиме реального времени на станции сбора данных на устье, а затем на другие объекты для удаленного просмотра, обмена, интеграции и анализа. Однако последние достижения в области потоковой передачи данных, облачного хранения и доступа к данным позволили значительно упростить работу с данными и привлечь более широкую аудиторию профильных экспертов в сервисных и добывающих компаниях, а также третьи стороны. Возможность использовать данные для управления, активации и проверки операций, **где и когда это необходимо**, также помогает принимать решения и позволяет быстрее изучить технологию.

Кроме того, цифровизация закладывает основы для повышения уровня автоматизации внутрискважинных и устьевых операций, а также для применения таких новых технологий, как машинное обучение и искусственный интеллект.

As the extent of data available from intervention tools and equipment increases, along with the improvements in real-time high bandwidth connectivity, data storage and the ease data access, the full benefits of Digital Transformation in intervention will be realised.

Sensor instrumentation within intervention technologies, and the real time transmission of the data to the surface acquisition unit at the wellsite is not new, nor is the transmission of that data to other sites for remote viewing, sharing, integration and collaboration. However, recent advances in data streaming, cloud storage and data access has hugely impacted the ease with which this can happen and is facilitating full stakeholder collaboration amongst a wider audience of subject matter experts (SME) within the service companies, 3rd parties, partners, and operators. This growing ability to use data to control, activate and verify an operation from **where and when required or desired**, is also aiding decision making and facilitating accelerated learning.

This Digitalization also lays the foundations for increased automation of both downhole and surface related tasks, as well as the application of machine learning and artificial intelligence, something that is already starting to appear on the horizon.



В заключение, поскольку мы живем в эпоху неопределенности, я хотел бы сделать более оптимистичный вывод, что сейчас настало время больших возможностей для сектора внутрискважинных работ.

Переход к новым источникам энергии. Переход к новым источникам энергии открывает широкие возможности для использования низкоуглеродных методов и технологий внутрискважинных работ, которые позволяют компаниям добиться осуществления амбициозных целей по достижению углеродной нейтральности и повысить продуктивность скважин. Это, в свою очередь, повысит доходность инвестиций, необходимых для перехода на другие источники энергии.

Цифровые технологии. Полноценное использование данных позволит повысить эффективность внутрискважинных работ с точки зрения надежности, безопасности и уровня воздействия на окружающую среду.

Устойчивость. Наша отрасль располагает феноменальным объемом знаний и инновационных технологий, мы адаптивны и устойчивы. Я оптимистично смотрю на трансформацию услуг в отрасли: новые навыки, высокие темпы внедрения технологий, применение цифровых технологий. У нас есть предложение, которое продолжает пользоваться спросом и значение которого будет расти. Трансформация действительно есть, и я верю, что с развитием коммуникаций наши услуги станут более понятными за пределами отрасли, поэтому призываю развивать навыки и, что еще более важно, привлекать новые кадры.

Ответственность. Ответственность за эффективную ликвидацию стареющего фонда скважин является серьезным обязательством для добывающих компаний. Методы и технологии внутрискважинных работ будут играть все более важную роль в этом процессе, а более интеллектуальные инновационные технологии позволят оптимизировать денежные потоки, повысить эффективность работ и снизить затраты.

Таким образом, мы действительно переживаем трудные времена, но впереди светлое будущее, которое невозможно без внутрискважинных работ.

In conclusion, as we find ourselves in another cycle of disruption and uncertainty, I would like to offer a more optimistic line of thought that suggests it is a time of great opportunity for the well intervention sector.

Energy Transition: The Energy Transition offers a huge opportunity for Well Intervention, with the sector providing low carbon techniques and technologies that will help the operators meet their tough de-carbonisation targets while maximising recovery from their existing Oil & Gas assets This in turn will improve the ROI that the energy companies will use to fund the change in energy supply.

Digital: Fully operationalizing the use of data to further improve the planning and execution of well interventions with regards to operational certainty, efficiency, safety, and environmental impact will deliver huge value in present and future applications.

Sustainability: We are an industry rich with phenomenal skills and innovative technologies, we are adaptive and resilient. I am extremely optimistic in what I see happening in the transformation of our service delivery – with new and evolving skills, a high pace of technology adoption and our embracing the power of digital. We have an offering that continues to be in demand and will grow in importance. This progress is real and I believe with improved communication and understanding it will become better understood outside the industry – lets retain and develop our skills, and importantly attract new talent.

Responsibility: The requirement and responsibility to bring the ageing well infrastructure to rest at the end of its life through Plug & Abandonment is major undertaking for the operators. Well Intervention techniques and technology will play an increasingly valuable role in this, with smarter processes and innovative technologies bringing improved task and cost certainty, optimising cash flow in a responsible manner.

So yes, we are in challenging times, but the future is bright, and the future needs Well Intervention.

Технология КГРП с пакером RAPTOR как альтернатива стандартной технологии Plug & Perf

К.Н. АЛЕГИН, главный геолог, ООО «Ветеран»

Использование технологии Plug & Perf на протяжении последних нескольких лет являлось отличной альтернативой стандартным компоновкам заканчивания скважин, так как это самая экономически выгодная и перспективная методика многостадийного заканчивания скважин горизонтального бурения. Технология Plug & Perf успешно применяется ведущими нефтегазодобывающими компаниями страны.

С целью усовершенствования технологии для снижения материальных и экономических затрат, ускорения проведения технологического процесса были разработаны несколько новых технологических решений по проведению операций Plug & Perf.

Одну из таких технологий опробовала компания ООО «ВЕТЕРАН» на восточном участке Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения.

Скважина № 1399 является уникальной для своего региона, так как это единственная скважина, которая имеет равнопроходной горизонтальный участок ствола протяженностью 2000 м.

Для реализации задачи по проведению 7 стадий поинтервальной ГПП с последующим проведением КГРП в объеме 50 м^3 с изоляцией нижележащих интервалов оптимальным вариантом была стандартная технология Plug & Perf с установкой глухих пробок.

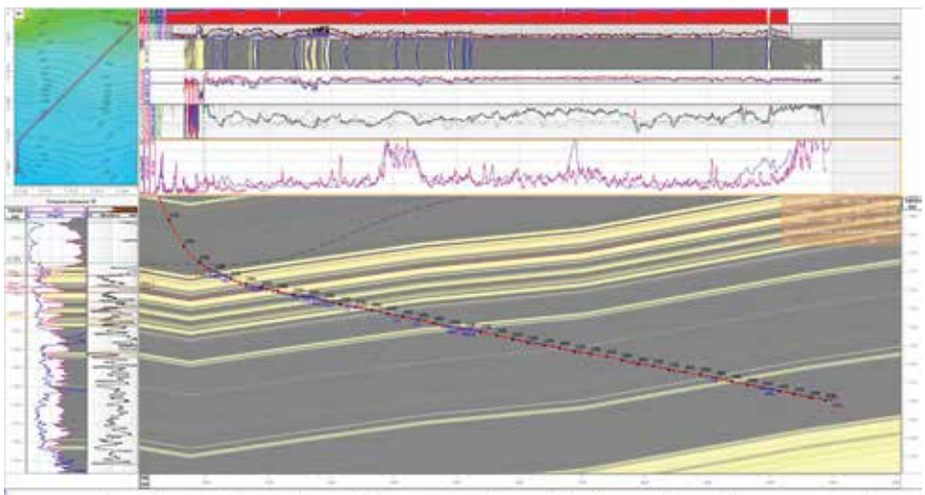
Однако для исключения негативного эффекта фрезерования пакер-пробок на продуктивный пласт, а также с целью сокращения времени на СПО и в целом на скважино-операцию было принято решение о применении пакерной системы Raptor с использованием фрак-арматуры с защитным протектором ГНКТ (проведение КГРП без подъема ГТ). Данная система многоразового использования (до 20 посадок за одну СПО) позволяет отсекать нижележащий интервал и при этом воспринимает высокое дифференциальное давление (700 атм), также имеется возможность спуска одновременно с перфорационной системой (ГПП, кумулятивная, гидромеханическая).

Особенности

- Возможность выполнения ГПП/ГРП или кислотной обработки за одну СПО.
- Переключение без сброса шаров или циркуляции.
- Кислотостойкое исполнение (при необходимости).
- 30–50 минут на стадию ГПП и далее проведение ГРП без подъема инструмента на поверхность.

При реализации задачи по селективному проведению ГПП совместно с КГРП на каждую стадию были выполнены:

- 1-я стадия ГПП на глубине 3064 м, в качестве абразивного материала применялся кварцевый песок фракцией 100 Mesh, загрузка 100 кг/м^3, Q – 400 л/мин, Рн = 390 атм, Рк = 370 атм. КГРП: HCl – 12% в V = 50 м^3 с продавкой H_2O в V = 21,5 м^3, при Рр = 435 атм, Рк = 440 атм;
- 2-я стадия ГПП на глубине 2955 м, в качестве абразивного материала применялся



Цели		ЭК/Т1	Т2	Т3	Кровля Р5
План	MD	2260,0	2410,9	4266,0	
	TVDSS	1706,0	1718,4	1779,5	
Факт	MD	2264,5		4266,0	2238
	TVDSS	-1706,8		1779,8	-1703,1

Замеры	Глубина MD	Зенит Incl	Азимут Грид Azim	а.о. TVDSS
Последний замер	4252,1	87,7	43,0	1779,3
Прогноз на забой	4266	88,2	43,0	1779,8

Горизонтальный ствол	м
План	2001,5
факт	2001,5
Осталось	0,0

Рисунок 1 – Скважина № 1399 с равнопроходным горизонтальным участком ствола протяженностью 2000 м

Рисунок 2 – Пакерная система Raptor – общая информация

кварцевый песок фракцией 100 Mesh, загрузка 100 кг/м³, Q – 400 л/мин, Рн = 370 атм, Рк = 340 атм. КГРП: HCl – 12% в V = 50 м³ с продавкой H_2O в V = 20,9 м³, при Рр = 440 атм, Рк = 440 атм;

- 3-я стадия ГПП на глубине 2812 м, в качестве абразивного материала применялся кварцевый песок фракцией 100 Mesh, загрузка 100 кг/м³, Q – 400 л/мин, Рн = 380 атм, Рк = 350 атм. КГРП: HCl – 12% в V = 50 м³ с продавкой H_2O в V = 20,1 м³, при Рр = 430 атм, Рк = 435 атм;

Рисунок 3 – Плановое время при стандартной Plug & Perf

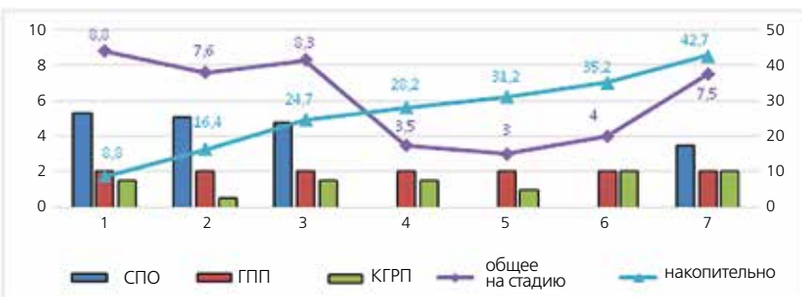


Рисунок 4 – Фактическое время Plug & Perf с компоновкой Raptor

- 4-я стадия ГПП на глубине 2651 м, в качестве абразивного материала применялся кварцевый песок фракцией 100 Mesh, загрузка 100 кг/м³, Q – 400 л/мин, Рн = 380 атм, Рк = 350 атм. КГРП: HCl – 12% в V = 50 м³ с продавкой H_2O в V = 19,2 м³, при Рр = 430 атм, Рк = 440 атм;
- 5-я стадия ГПП на глубине 2609 м, в качестве абразивного материала применялся кварцевый песок фракцией 100 Mesh, загрузка 100 кг/м³, Q – 400 л/мин, Рн = 390 атм, Рк = 360 атм. КГРП: HCl – 12% в V = 50 м³ с продавкой H_2O в V = 8,9 м³, при Рр = 130 атм, Рк = 170 атм;
- 6-я стадия ГПП на глубине 2419 м, в качестве абразивного материала применялся кварцевый песок фракцией 100 Mesh, загрузка 100 кг/м³, Q – 400 л/мин, Рн = 380 атм, Рк = 350 атм. КГРП: HCl – 12% в V = 50 м³ с продавкой H_2O в V = 17,8 м³, при Рр = 180 атм, Рк = 180 атм;
- 7-я стадия ГПП на глубине 2310 м, в качестве абразивного материала применялся кварцевый песок фракцией 100 Mesh, загрузка 100 кг/м³, Q – 400 л/мин, Рн = 300 атм, Рк = 260 атм. КГРП: HCl – 12% в V = 50 м³ с продавкой H_2O в V = 17,2 м³, при Рр = 180 атм, Рк = 180 атм.

Ниже представлены расчеты времени при проведении 7 стадий поинтервальной ГПП с последующим проведением КГРП в объеме 50 м³ с изоляцией нижележащих интервалов по технологии Plug & Perf с установкой глухих пробок (рис. 3). В данном расчете не учитывается дополнительное время на проведение фрезерования глухих пробок. Также представлен график фактически затраченного времени на проведение работ с применением пакерной системы Raptor с использованием фрак-арматуры с защитным протектором ГНКТ (проведение КГРП без подъема ГТ) (рис. 4).

Из графиков анализа времени видно, что применение пакерной компоновки Raptor позволит существенно сократить время на проведение всего комплекса работ (в 2 раза), что положительно скажется на сроках ввода скважин в эксплуатацию. Использование данной компоновки исключит работы по фрезерованию глухих пробок, что положительно скажется на эффекте по интенсификации притока после КГРП. Исходя из вышесказанного следует отметить наличие экономической целесообразности по проведению данных работ, поскольку экономический эффект будет не менее 30%.

При подготовительных работах перед 3-й стадией получили негерметичность пакера Raptor. Причина – наличие кварцевого песка в узлах пакера. Для дальнейшего проведения работ было принято решение уменьшить время резки с 8 до 6 минут и увеличить время промывки пакерной системы после каждой совместной стадии ГПП и КГРП. Последующие стадии прошли без осложнений.

По результатам проведенных работ и анализа затраченного времени технологию Plug & Perf с пакерной системой Raptor можно признать успешной и рекомендовать к тиражированию.

Тезисы Конференции по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам SPE/ICoTA 2021 (часть 2)

SPE/ICoTA Coiled Tubing & Well Intervention Conference 2021 Abstracts (Part 2)

Международная конференция по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам SPE/ICoTA прошла в виртуальном формате в Вудлендсе, штат Техас, США, 22-25 марта 2021 года. Конференция проводится ежегодно, организаторами конференции традиционно выступили Общество инженеров-нефтяников (SPE) и Ассоциация специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA).

Секция 4. ПЕРЕДОВЫЕ РАЗРАБОТКИ ОБОРУДОВАНИЯ, ИНСТРУМЕНТОВ, РЕАГЕНТОВ И МАТЕРИАЛОВ ДЛЯ ВНУТРИСКВАЖИННЫХ РАБОТ

Передовая система перфорации в действующих скважинах Каспийского моря

С. МакКлин, Д. Парра, А. Пивен, К. Рахимов, Baker Hughes; Ф. Хадиаман, BP

В последнее время для спуска длинных и тяжелых перфораторов в сложных наклонно-направленных скважинах все чаще используется колтюбинг, который позволяет провести перфорацию на депрессии за одну спуско-подъемную операцию без глушения скважины, снизить риск аварий и увеличить эффективность работ. Объектами исследования являются три скважины, расположенные в Каспийском море. В двух из них было необходимо изолировать нижние интервалы и провести перфорацию нового интервала через насосно-компрессорные и обсадные трубы между двумя пакерами. В третьей скважине было необходимо провести перфорацию нового интервала через обсадные трубы после спуска компоновки заканчивания и изолировать нижние горизонты.

Для преодоления осложнений, связанных с большой длиной новых интервалов, размерами перфораторов, большим отходом от вертикали и необходимостью перфорации в действующей скважине, были проанализированы несколько методов. Наиболее эффективным оказалось использование передовой системы для спуска и извлечения перфораторов с системой колтюбинговой телеметрии с кабелем, что позволило обеспечить безопасность работ и экономию затрат по сравнению с традиционной перфорацией на кабеле. При проектировании было проведено моделирование дохождения ГНКТ до целевой глубины, расчет допустимых ударных нагрузок, а также испытания для проверки электрического канала связи для управления перфораторами.

Для точного контроля осевых нагрузок во время

The Coiled Tubing & Well Intervention Conference was held online in Woodlands, Texas, USA on March 22-25, 2021. The annual event was traditionally organized by the Society of Petroleum Engineers (SPE) and the Intervention & Coiled Tubing Association (ICoTA).

Session 4. LATEST DEVELOPMENTS IN EQUIPMENT, TOOLS, FLUIDS, AND MATERIALS FOR INTERVENTIONS

Advance Live-Well Deployment System in Caspian Sea Wells

C. McClean, D. Parra, A. Piven, K. Rhahimov, Baker Hughes; F. Hadiaman, BP

Over the past years the usage of coiled tubing as a prefer method to deploy long and heavy guns in highly deviated wells has been widely spread in the oil industry to provide a single run without killing the well, perforate in underbalance conditions, reduce risks and improve job efficiency. The three wells are located in the Caspian Sea. In two wells, the objective was to isolate lower intervals and perforate a new zone through tubing and casing between two packers. On the other well, the objective was to perforate a new interval through casing after running a new completion and isolate lower production zones.

Due to the challenges involving gross length of the new intervals, guns size, well deviation and live deployment needs several techniques were evaluated. The best approach was to use an Advance Live-Well Deployment (ALWD) system to deploy and retrieve the guns with a tube wire-enabled Coiled Tubing Telemetry (CTT) system focus on both safety and cost saving compare with conventional wireline perforating. Extensive job planning involved coiled tubing (CT) simulations to reach target depths, shock loading modeling to ensure forces are within CT string limitations, system integration test to verify deployment/reverse technique procedure and system communication to electrically activate guns.

CTT integrated sensor assembly was used during deployment/reverse operation with a tension, compression and torque (TCT) sub-assembly to monitor accurate upward/downward forces. In addition, CTT logging

спуска/подъема использовался блок телеметрии ГНКТ с датчиками сил растяжения, сжатия и крутящего момента. Кроме того, для определения глубины и активации перфораторов использовался адаптер ГИС. Данная система с коннекторами и превентором позволила успешно провести спуск, перфорацию интервалов длиной 212, 246 и 104 м и последующий подъем компоновки. В ходе работ были определены рекомендации для усовершенствования процедуры спуска/подъема и конфигурации компоновки.

Успешные полевые работы доказали, что данная система перфорации в сочетании с телеметрией на ГНКТ является наиболее эффективным методом перфорации длинных интервалов в условиях действующей скважины.

Непрерывное питание системы телеметрии с помощью гибридного электрооптического кабеля позволило сократить продолжительность и углеродный след работ по промывке скважины

Азван Хади Кеонг, Хесус Кампос, Андрей Казали, Андерс Хансен, Синдре Винген, Жорди Сегура, Марк Хофакер, Schlumberger; Тед Брюрен, Инге Фоссдал, Equinor

На норвежском континентальном шельфе промывка скважин с помощью колтюбинга (ГНКТ) выполняется короткими спусками с частыми шаблонировками ствола из-за высокого риска осыпи песка в длинном и наклонном забое. Для оптимизации таких работ используется система телеметрии на ГНКТ в режиме реального времени. Обычно система питается от забойного литиевого аккумулятора, что ограничивает время работы инструмента в скважине. Поэтому для проведения таких работ необходима система с непрерывным питанием с поверхности.

Для обеспечения непрерывной подачи электроэнергии с поверхности на датчики скважинного инструмента в режиме реального времени был разработан новый гибридный электрооптический кабель. Система состоит из устьевого модуля питания, который передает энергию через слой проводников с низким сопротивлением, и оптоволоконного кабеля, по которому передаются данные телеметрии. Как правило, забойного аккумулятора хватает только на три-четыре спуско-подъемных операции. Из-за сложностей работы в море замена аккумулятора может занять до 8 часов. При непрерывном питании промывка ГНКТ может проводиться в течение нескольких дней с непрерывной передачей данных от забойных датчиков.

Работы по промывке трех скважин на ГНКТ на норвежском континентальном шельфе показали преимущества новой системы телеметрии. Точные показания веса и крутящего момента на забое обеспечили полный контроль проходки через интервалы отложений и позволили выполнить работы без остановки двигателя. Интервалы отложений были определены по колебаниям забойного крутящего момента фрезы. Мониторинг данных позволяет

adapter assembly was used for depth correlation and electrical guns activation. The ALWD system; composed by connectors and deployment blow out preventor (BOP), prove to be an efficient way to run, perforate and retrieve gross intervals of 212 m, 246 m and 104 m with guns successfully. During all these jobs several lessons learnt were created in order to improve the deployment/reverse procedure for future jobs including not only operational steps but also deployment/reverse bottom-hole assembly (BHA) configurations.

Based on the success of these case histories, the ALWD combined with CTT system has been proven to be the preferred method when dealing with long perforation intervals in life well conditions, thru-tubing environment.

Hybrid Electro-Optical Cable Continuously Powers Downhole Coiled Tubing Telemetry and Enables Time and Carbon Footprint Reductions During Extensive Cleanout Interventions

Azwan Hadi Keong, Jesus Campos, Andrei Casali, Anders Hansen, Sindre Vingen, Jordi Segura, Mark Hofacker, Schlumberger; Ted Brueren, Inge Fossdal, Equinor

On the Norwegian continental shelf (NCS), coiled tubing (CT) cleanout requires small bites and frequent wiper trips to the surface due to potential sand bedding in a large and deviated completion. A real-time CT downhole measurement system is used to optimize the operation, following a dynamic workflow. Conventionally, the system is powered by downhole lithium battery, which limits CT downhole operating time. A continuous surface-powered system was needed to promote further optimization for such operation.

A new hybrid electro-optical cable was introduced to enable continuous power supply from surface to the real-time downhole tool sensors. The system consists of a surface power module that sends power through a layer of low-DC-resistance conductors and optical fibers that enable data telemetry. Conventionally, only three to four trips can be completed before replacement of the downhole battery is required. Battery replacement can take up to 8 hours due to the complexity of that offshore environment. With the continuous power supply, the CT cleanout operation can continue for days without interruption of data from the downhole tool sensors.

A three-well CT cleanout campaign in the NCS demonstrated the benefits of this new real-time downhole measurement system by using accurate downhole weight and torque readings to control the penetration through scale and avoid motor stalls. Sections of scale

операторам колтюбинга контролировать скорость проходки и длину каждого этапа промывки. После вымывания расфрезерованных частиц производится замер веса, который может показать первые признаки заклинивания фрезы из-за твердых частиц. Качественное измерение объема вымываемых твердых частиц производится по данным текущего забойного давления и эквивалентной циркуляционной плотности на текущей глубине. Непрерывное питание с устья позволяет увеличить длину каждого этапа промывки и скорость выноса частиц, что в конечном итоге приводит к сокращению времени работ. В одной из скважин передача данных велась непрерывно в течение 10 дней подряд. С помощью ГНКТ удалось вымыть в общей сложности 40 908 кг отложений и песка, при этом среднее сокращение времени составило 25% по сравнению с промывкой на ГНКТ без передачи скважинных данных в режиме реального времени.

Подача постоянного высоковольтного питания на внутрискважинное оборудование не только позволяет сократить время работы, но и расширяет возможности колтюбинговых работ, позволяя использовать большее количество забойных инструментов с электрическим питанием. Это дает возможность решать несколько рабочих задач за один спуск ГНКТ, что гарантирует снижение эксплуатационных расходов и увеличение оперативной гибкости. Кроме того, отказ от использования литиевых батарей снижает углеродный след, что обеспечивает более экологичную эксплуатацию.

Преимущества мониторинга скорости циркуляции раствора при фрезеровании и промывке

Кортни Пэйн, Уилсон Йип, Серхио Рондон Фахардо, Райан Леру, Schlumberger

Промывка скважины и фрезерование составляют большую часть колтюбинговых работ по всему миру. Они проводятся для удаления из ствола скважины песка, отложений, остатков цемента или пробки ГРП с целью обеспечения беспрепятственного притока флюида. На протяжении десятилетий добывающие и сервисные компании уделяют большое внимание методам оптимизации этих работ и разработке специальных инструментов, растворов, технологий и прогнозных моделей. Также разрабатываются устьевые системы сбора данных для контроля состояния колонны ГНКТ, расхода насоса и объема реагентов. Однако при этом скорости подъема жидкости с твердыми частицами на поверхность почти не уделяется внимание.

Состав и качество раствора, закачиваемого в скважину, чаще всего хорошо известны, а расход насоса регистрируется с точностью до секунды. В отличие от этого, информация об объеме жидкости на выходе из скважины часто ограничивается периодическими ручными замерами уровня жидкости в приемных емкостях, которые часто остаются без внимания. Образцы жидкости редко анализируются для корректировки данных моделирования.

bridges were identified during the cleanout by monitoring fluctuations of downhole torque of the mill. The monitoring allows CT operators to control penetration rate and bite length during the cleanout. When the milled debris are swept, downhole weight is used to detect early signs of solids plugging around the mill. Downhole pressures complement surveillance of the sweeping of solids to the surface by giving a qualitative measurement of solids loading through conversion of the real-time bottomhole pressure reading into equivalent circulating density with changing CT depth. The process of optimizing bite length and sweeping speed is repeated without interruption thanks to continuous power supply from the surface, eventually leading to time reduction. In one of the wells, downhole tools uninterruptedly acquired data for 10 days straight. The CT managed to clean out a total of 40 908 kg of a mixture of scale and sand, with an estimated average time reduction of 25% when compared to CT cleanout without real-time downhole data.

Delivery of continuous high-voltage power to downhole tools not only enables reduction in operating time, it also paves the way for extending the capabilities of CT interventions by enabling the operation of more electrically activated application tools. It allows combining multiple work scopes in a single CT run, which reduces operating cost and provides greater operational flexibility. Finally, eliminating the dependency on lithium batteries reduces the carbon footprint for a more sustainable operation.

Benefits of Digital Monitoring of Flowback Returns During Coiled Tubing Milling and Cleanout Operations

Courtney Payne, Wilson Yip, Sergio Rondon Fajardo, Ryan Leroux, Schlumberger

Cleanouts and milling make up most of the common coiled tubing (CT) operations around the globe. The objective of each is to remove debris from a wellbore, such as sand, scale, cement, or fracture plugs, to promote an unobstructed flow path for fluids. For decades, operators and service companies have focused heavily on methods to optimize removal of debris through the development of specialized tools, fluids, techniques, and predictive models. These are coupled with wellsite equipment digital acquisition systems to capture CT behavior, pump rates, and chemical additive rates; very little attention has been given to the rates of the fluid and solids being returned to surface.

The composition and quality of fluids being pumped into the well are often well

В результате упускается возможность оптимизации работы, а также возможность раннего выявления осложнений и своевременного реагирования.

В данной статье описывается простая система сбора данных, которая была разработана и внедрена на месторождении для мониторинга критических параметров скважины: расход на выходе, вынос твердых частиц, скорость циркуляции в затрубном пространстве и число Рейнольдса раствора в скважине. Система обеспечивает постоянный визуальный контроль за тем, как те или иные операционные решения влияют на эффективность выноса твердых частиц. Также система обеспечивает возможность корректировки и оптимизации промывки скважины. Кроме того, система дает возможность быстро распознавать и реагировать на такие осложнения, как постепенное или резкое снижение скорости циркуляции раствора или уменьшение объема твердых частиц, что может быстро привести к таким серьезным последствиям, как, например, прихват труб.

Переход от буровых вышек к морским судам для повышения рентабельности внутрискважинных работ

Майк Эйвери, Дэвид Моррис, Тони Морган, Грег Мэнсон, Дэвид Гиллеспи, Schlumberger

По мере развития энергетического рынка, диверсификации структуры поставок и перехода на стандарты нулевого энергопотребления конкурентоспособность нефти и газа приобретает все большее значение. При оценке шельфовых нефтегазовых проектов решающим фактором начала становиться совокупная стоимость разработки и эксплуатации месторождения на протяжении всего жизненного цикла. При этом все большее внимание уделяется экономической эффективности работ. Понимание того, что жизненный цикл месторождения начинается на этапе проектирования, закупок, строительства и монтажа оборудования, позволяет оператору максимально эффективно управлять работами в течение всего цикла и добиваться сбалансированной оптимизации капитальных и операционных затрат.

Основным видом работ для поддержания и оптимизации работы подводных скважин являются внутрискважинные работы – строительство, эксплуатация и ликвидация. По мере развития технологий заканчивания появляются возможности для оптимизации подводных систем. Одним из наиболее перспективных направлений является упрощение существующих технологий через использование более эффективной буровой установки или судна. В данной статье рассматриваются некоторые из доступных решений, позволяющие выполнять с морских судов те работы, которые раньше выполнялись только на буровых установках. К ним относятся системы внутрискважинных работ с помощью райзеров, решения для гидравлических установок, технологии ликвидации скважин и подводные системы ремонта скважин.

В статье представлена оценка рассматриваемых

characterized, and the pump rate is recorded digitally to the second. By contrast, information on the fluid being returned is frequently limited to intermittent, manual surveys of the flowback tank fluid level that often go unrecorded. Fluid samples are rarely analyzed, even by inexact measurements, to provide feedback to the predictive model. This results in a missed opportunity to optimize the operation as well as to recognize and respond to undesirable trends and actions in real time.

This paper describes a simple digital acquisition system developed and implemented in the field to digitally record, plot, and monitor critical wellsite parameters including flowback rate, solids returns, annular velocities, and downhole Reynolds numbers. The system provides a real-time visual aid to observe the direct impact that operational decisions have on cleanout efficiency and the opportunity to correct and optimize the cleanout operation. Furthermore, the system offers the opportunity to rapidly recognize and respond to unexpected trends such as a gradual or sudden loss in return rate or a decrease of solids returns which could rapidly result in serious consequences such as a stuck-pipe situation.

Transitioning from Rig to Vessel Based Interventions to Maximize Economic Recovery

Mike Avery, David Morris, Tony Morgan, Greg Manson, David Gillespie, Schlumberger

As energy markets evolve, the supply mix diversifies, and the push for a net zero energy system accelerates, the competitiveness of oil and gas has become increasingly important. A focus upon the total cost of ownership across the field lifecycle has begun to emerge as a driving factor within subsea oil and gas project evaluation, with greater emphasis on cost-effective operations. Acknowledging that the life of field begins within the engineering, procurement, construction, and installation phase of a project allows the operator to influence through life activities to greatest effect and achieve a balanced optimization of capital and operational expenditure.

Intervention is a key activity for maintaining and optimizing a subsea wells performance, from initial installation, through the producing life, and finally during decommissioning. As completion technologies continue to evolve, opportunities emerge for optimization of the systems used to intervene upon subsea wells. One of the largest areas of opportunity is the simplification of a technique to permit operations from a more efficient rig or vessel. This paper explores some of the solutions available today which allow historically rig based activities to be performed from

методов в сравнении с альтернативными подходами, что позволяет выбрать оптимальное решение для конкретного случая. Также в статье представлены рекомендации по определению ключевых критериев для принятия решения, а также возможности и ограничения каждого из них.

Выводы показывают, что применение гибкой подводной системы добычи может обеспечить снижение общей стоимости владения месторождением для операторов. В статье описаны методы внутрискважинных работ, которые позволяют использовать суда более низкого класса. Снижение требований к характеристикам судна позволяет сократить дневную ставку и длительность работ, а также повысить эффективность разработки всего месторождения. Применение судов упрощает планирование работ и снижает затраты на мобилизацию оборудования. Иногда это позволяет сделать некоторые ранее недоступные виды работ экономически эффективными.

Секция 5. СПУСК ИНСТРУМЕНТОВ НА КАБЕЛЕ. РАЗРАБОТКИ, ОБЛАСТИ ПРИМЕНЕНИЯ, ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ

Оценка состояния обсадных колонн с помощью многорычажного каверномера и ультразвуковой дефектоскопии с анализом износа. Гибридный подход

Хассан Ахмед, Pakistan Petroleum Limited; Мохаммад Рашид Хан, Schlumberger; Камран Рашид, Pakistan Petroleum Limited; Абдул Бари, Schlumberger; Сайед Дост Али, Pakistan Petroleum Limited; Талха Зубайр, Мухаммад Сохаиб Танвир, Усман Анжум, Schlumberger

Оценка износа обсадных труб имеет первостепенное значение для обеспечения целостности скважины. Для оценки внутренних повреждений обсадных колонн уже более 50 лет используются многорычажные каверномеры. Ультразвуковая дефектоскопия высокого разрешения, появившаяся относительно недавно, позволяет определить толщину обсадной колонны путем передачи ультразвуковых импульсов, вызывающих резонанс колонны. В статье описаны работы на разведочной газовой скважине, которая находилась под угрозой ликвидации из-за осложнений, связанных с извлечением инструментов и прихватом кабеля в обсадной колонне типоразмера 178 мм. Было проведено испытание новой технологии комбинирования многорычажного каверномера и ультразвуковой дефектоскопии для точного анализа повреждений с помощью гибридной трехмерной морфологической визуализации обсадной колонны, которая использовалась для проверки компьютерных моделей толщины обсадной колонны.

Для оценки состояния обсадной трубы было решено задействовать 24-рычажный каверномер, а для повышения точности данных применялась ультразвуковая дефектоскопия. Для обработки данных каверномера с разных рычагов использовался трехуровневый процесс, включающий калибровку рычагов, корректировку каверномера из-за

vessels. These include riser based intervention systems, hydraulic intervention solutions, well abandonment technologies, and subsea workover control systems.

An evaluation of the presented techniques against alternative approaches is shared, to aid the reader in selecting the optimal solution for an application. Guidance is provided to assist in identifying the key decision criteria, complete with the capabilities and limitations of each solution.

The conclusions identify that designing a subsea production system with the flexibility to accommodate life of field activities can deliver reduced total cost of ownership to operators. A key part of this is consideration of optimized intervention techniques which can leverage simpler vessels for deployment and operation. By reducing the vessel specification, broad benefits can be realized including reduced asset day rate, reduced operational duration, and increased asset availability globally. This permits improved scheduling and reduced mobilization costs, in some cases enabling intervention activities which otherwise would not be economical.

Session 5. WIRELINE DEVELOPMENTS, APPLICATIONS, AND SOLUTIONS

Evaluating Casing Condition Through Integration of Multi-Finger Calipers and Ultrasonic Imaging with Casing Wear Analysis – A Hybrid Approach

Hassaan Ahmed, Pakistan Petroleum Limited; Mohammad Rasheed Khan, Schlumberger; Kamran Rashid, Pakistan Petroleum Limited; Abdul Bari, Schlumberger; Syed Dost Ali, Pakistan Petroleum Limited; Talha Zubair, Muhammad Sohaib Tanveer, Usman Anjum, Schlumberger

Casing degradation evaluation is of prime importance to ensure well integrity system reliability and sustainability. Multi-finger calipers have been around for more than 50 years and are used to assess internal casing damage. In addition, high resolution ultrasonic imaging, introduced relatively recently, determines casing thickness by transmitting pulse-echo waveforms to initiate thickness-mode of the casing through induction of mechanical resonance. A high-profile exploratory gas well was at stake of being compromised due to fishing and cable sticking incidents in the 7-inch section. In this work, a novel combination of multi-finger caliper and ultrasonic imaging is investigated to accurately determine metal loss with assistance of hybrid threedimensional casing morphological visualizations which is then utilized to validate casing derating models and ensure well integrity.

ГРУППА ФИД
ИННОВАЦИОННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

ЦЕМЕНТИРОВОЧНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

fidgroup.ru

УСТАНОВКИ ДВУНАСОСНЫЕ ЦЕМЕНТИРОВОЧНЫЕ

УСТАНОВКИ СМЕСИТЕЛЬНО-ОСРЕДНИТЕЛЬНЫЕ

ВСПОМОГАТЕЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

20+ ЛЕТ

20 лет опыта проектирования и производства

собственная система управления с возможностью приготовления и поддержания плотности раствора в автоматическом режиме

изготовление по индивидуальному техническому заданию

эксцентриситета, залипания и смещения рычагов. Также для сводного отчета по коррозии и расчета толщины металла был проведен статистический анализ. Далее полученная характеристика резонанса обсадной трубы была сопоставлена с номинальной толщиной для определения процента утонения. Кроме того, для обеспечения достоверности данных был проведен математический анализ результатов измерений внутреннего радиуса обсадной трубы, полученных с помощью обоих инструментов. В результате были получены 3D-модели, которые дали возможность выявить локальные повреждения колонны.

Два разных подхода позволили получить комплексную характеристику состояния обсадной колонны. Значения внутреннего радиуса, измеренные кавернометром, были сопоставимы со значениями, вычисленными с помощью ультразвуковой дефектоскопии. Это позволило обеспечить более точные данные. На участке обсадной колонны типоразмера 178 мм на интервале длиной 40 м были обнаружены впадины средней интенсивности, где максимальное разрушение по расчетам превышало 20% от номинальной толщины трубы. Эти впадины могли появиться при спуске/подъеме бурильной колонны или КНБК. Также повреждения в этом интервале могут быть связаны с высокими боковыми напряжениями из-за искривления ствола. Кроме того, был выявлен еще один интервал на малой глубине, где наблюдалась потенциальная деформация обсадной колонны (увеличение овальности). Результаты моделирования крутящего момента и сопротивления, а также данные по траектории скважины были сопоставлены с анализом повреждений колонны по данным исследований, что помогло провести точную оценку состояния стенок колонны.

Коррозия в скважине – опыт работ по электромагнитным измерениям толщины труб

Эндрю Имри, Мацей Козловски, Омар Торки, Адитья Арие Виджая, Halliburton

Мониторинг коррозии труб является одним из важнейших аспектов при проведении внутрискважинных работ. Эти данные используются для проектирования и обоснования любых работ, направленных на продление срока службы скважины. Стандартными инструментами для исследования коррозии труб являются многорычажные кавернометры, которые дают точную оценку внутреннего состояния трубы. Как правило, эти данные затем анализируются и сопоставляются с номинальными техническими характеристиками, установленными производителем для каждой трубы. Однако при таком подходе используются определенные допущения для внешнего диаметра трубы, что может снизить точность измерений и привести к неправильным расчетам толщины стенки. В данной статье рассмотрены случаи, когда комбинирование кавернометра и электромагнитной толщинометрии позволило повысить точность оценки

In order to evaluate the casing condition, it was decided to run a 24-finger caliper tool and to make up for loss of coverage area, ultrasonic imaging was employed. In order to process caliper data from various fingers, a three-tier process was applied which includes finger calibration, caliper correction due to eccentricity, finger sticking, finger offset, and lastly statistical analysis was conducted to generate corrosion summary report for metal penetration computations. Next, characteristic of the casing resonance was processed to measure thickness and compared with the nominal thickness to determine metal loss percentage. Furthermore, arithmetical analysis of internal casing radius measurements from both the tools was done to ensure data reliability. Ultimately, combining the measurements, 3D descriptions were generated in order to better characterize localized damage.

A multi-physics approach led to a comprehensive characterization of in-situ casing condition. Consistency between internal radius measured by the calipers and deduced by pulse-echo arrivals was observed, improving confidence on the end-product. In the 7-inch casing section, a 40-meters interval was identified to have medium intensity grooves where the maximum penetration was computed to be in excess of 20% of the nominal pipe thickness This groove can be associated with tripping in / out operations of drill string or BHA. Also, the log results agree with the relatively higher side forces across this interval due to increased dog-leg-severity. In addition, cyclic response in radius measurements identified another zone where potential casing deformation (ovalization) near the surface was observed. Results of torque and drag simulations and well trajectory parameters were integrated with casing degradation analysis from the logs which assisted in qualifying well barrier status for the casing.

Full Well Corrosion Insight – Case Studies in the Added Value of Electromagnetic Thickness Measurements During Well Interventions

Andrew Imrie, Maciej Kozlowski, Omar Torky, Aditya Arie Wijaya, Halliburton

Monitoring pipe corrosion is one of the critical aspects in the well intervention. Such analysis is used to evaluate and justify any remedial actions, to prolong the longevity of the well. Typical corrosion evaluation methods of tubulars consist of multifinger caliper tools that provide high-resolution measurements of the internal condition of the pipe. Routinely, this data is then analyzed and interpreted with respect to the manufacture's nominal specification for each

состояния внутреннего и внешнего диаметров труб.

В рассматриваемых операциях использовался многоканальный электромагнитный толщиномер, работающий одновременно на нескольких частотах. Этот прибор используется для измерения толщины стенок нескольких колонн (до пяти) и работает непрерывно, выполняя измерения в своем частотном диапазоне. Для эффективной диагностики целостности ГНКТ и обсадных труб за одну спуско-подъемную операцию толщиномер был объединен с многорычажным кавернометром. Комбинация двух приборов позволяет получить данные по внутренней и внешней коррозии, а также данные по толщине стенок ГНКТ и обсадной колонны.

В статье описано несколько работ: 1) успешное обнаружение нескольких участков утонения (до 32%) на внешней поверхности колонны, глубина которых коррелировала с интервалами подвижных солевых отложений, 2) одинаковые повреждения на двух трубах, 3) случаи, когда только один многорычажный кавернометр не дает точного представления об истинной толщине стенки. Последняя работа, описанная в статье, подчеркивает преимущества комбинирования нескольких инструментов для оценки состояния стенки обсадной колонны.

Металлические толщиномеры, работающие на электромагнитных волнах, имеют малый наружный диаметр, что позволяет им проходить через сужения, где ультразвуковые толщиномеры не пройдут. Кроме того, электромагнитные инструменты работают в любом типе скважинной жидкости и не подвержены влиянию частиц цветных металлов, которые могут присутствовать на внутренней стенке трубы. Сочетание взаимодополняющих технологий многорычажного кавернометра и электромагнитного толщиномера позволяет получить два независимых датчика для точной оценки состояния скважины.

Акустическая съемка высокого разрешения для исследования повреждений обсадной колонны в месте размещения пробок ГРП в горизонтальных скважинах

Кацпер Вардински, Энтони Баттистел, Том Литлфорд, Грир Симпсон, Стивен Робинсон, DarkVision Technologies Inc.; Морган Мартин, Пирс Андерсон, ARC Resources Ltd.

Исследование состояния скважины после гидроразрыва пласта с помощью твердотельных акустических приборов высокого разрешения показало, что пробки ГРП часто не выполняют свою функцию. О негерметичности пробок можно судить по данным о давлении на поверхности и дебите. Однако высокая частота случаев негерметичности, выявленные причины и наличие сильных эрозионных повреждений в местах установки пробок позволяют сделать вывод, что эти проблемы требуют более глубокого изучения. Субмиллиметровые трехмерные изображения, полученные с помощью акустических инструментов высокого разрешения, позволили получить полную информацию о частоте случаев негерметичности пробок, причинах и степени влияния

tubular. However, this requires assumptions on the outer diameter of the tubular may add uncertainty, and incorrectly calculate the true metal thicknesses. This paper will highlight cases where the integration of such tool and electromagnetic (EM) thickness data adds value in discovering the true condition of both the first tubular and outer casings.

These case studies demonstrate the use of a multireceiver, multitransmitter electromagnetic (EM) metal thickness tool operating at multiple simultaneous frequencies. It is used to measure the individual wall thickness across multiple strings (up to five) and operates continuously, making measurements in the frequency domain. This tool was combined with a multifinger caliper to provide a complete and efficient single-trip diagnosis of the tubing and casing integrity. The combination of multifinger caliper and EM metal thickness tool results gives both internal and external corrosion as well as metal thickness of first and outer tubular strings.

The paper highlights multiple case studies including; i) successfully detecting several areas of metal loss (up to greater than 32%) on the outer string, which correlated to areas of the mobile salt formation, ii) overlapping defects in two tubulars and, iii) cases where a multifinger caliper alone doesn't provide an accurate indication of the true wall thickness. The final case highlights the advantages of integrating multiple tubular integrity tools when determining the condition of the casing wall.

Metal thickness tools operating on EM principles benefit from a slim outer diameter design that allows the tools to pass through restrictions which typically would prevent ultrasonic scanning thickness tools. Additionally, EM tools are unaffected by the type of fluid in the wellbore and not affected by any non-ferrous scale buildup that may present in the inside of the tubular wall. Combinability between complementary multifinger caliper technology and EM thickness results in two independent sensors to provide a complete assessment of the well architecture.

High Resolution Acoustic Imaging of Plug Related Casing Damage in Hydraulically Fractured Horizontal Wells

Kacper Wardynski, Anthony Battistel, Tom Littleford, Greer Simpson, Stephen Robinson, DarkVision Technologies Inc.; Morgan Martin, Pierce Anderson, ARC Resources Ltd.

While assessing post-hydraulic-fracture perforation growth using solid-state, high-resolution acoustic imaging tools, it was noted that plug failures were occurring at a high frequency. Though plug failures can be observed from hydraulic fracture surface pressure

на эффективность гидроразрыва пласта. Акустические инструменты дали возможность прояснить причины и определить возможные решения. В данной статье представлены совокупные данные о повреждениях стенок обсадной колонны в интервалах установки пробок в более чем 2700 случаях и выявлены определенные закономерности на основе анализа этих данных. Также в статье показано использование акустических приборов высокого разрешения в двух операциях.

Эффективное переключение сдвижных муфт с помощью электрокабеля в горизонтальных скважинах с большим отходом от вертикали

Томас Маучиен, Шарат Кишор, Аманда Оливио, Мостафа Ахмед, Schlumberger

Стандартные колтюбинговые работы в глубоких горизонтальных скважинах могут быть осложнены из-за высокого риска прихвата. При использовании стандартных инструментов переключения для открытия и закрытия нескольких муфт требуется несколько спусков. В данной статье описан пример операции, которая включала следующие этапы: открытие муфты с использованием электрокабеля, циркуляцию жидкости через муфту в затрубное пространство, закрытие муфты и повторение этого цикла для другой муфты в скважине с длинным горизонтальным участком – за одну спуско-подъемную операцию.

В статье описаны различные методы, которые могут быть использованы для точного определения профилей муфты и зацепления ключей с использованием скважинного трактора, кабеля и самого инструмента переключения с червячным механизмом. Инструмент переключения с электрокабелем позволил контролировать и проверять открытие и закрытие муфт в режиме реального времени с помощью встроенных датчиков. Данная технология была успешно применена на нескольких скважинах, где требовалось вытеснить жидкость из кольцевого пространства после спуска компоновки умного многостадийного заканчивания. В скважины были спущены хвостовики с муфтами в закрытом положении. Затем были выполнены работы по открытию муфты, прокачке жидкости и последующему закрытию. Во время циркуляции жидкости инструмент фиксировался плашками в стволе скважины. После циркуляции муфта закрывалась. Затем такая же операция была проведена на второй муфте. Все работы были выполнены за один спуск. При этом дополнительного спуска для проверки положения муфт не потребовалось, поскольку проверка открытия/закрытия муфты производилась с помощью инструмента переключения.

Во время работы проводились измерения в реальном времени. Эти измерения определяли, в каком положении находятся муфты: в открытом, закрытом или промежуточном. Неполное открытие муфты определялось по датчикам в инструменте переключения. Это было особенно важно для

and flowrate data, the aggregate frequency, causes, and severity of the resulting erosional damage at plug locations was not previously well understood and highly speculative. The sub-millimetric three-dimensional imagery generated from high resolution solid-state acoustic tools significantly improved the industry's awareness of plug failure frequency, mechanisms of failure, and the resulting impact to stimulation efficiency. These acoustic tools helped to uncover the causes and explore possible solutions to failing plugs. This paper presents aggregate data encompassing casing wall loss at over 2700 plug locations and presents emerging trends that appear across the broader dataset. In addition, this paper showcases the usage of high-resolution acoustic imaging in two operator-specific case studies.

Efficiently Shifting Sliding Sleeves in Extended Reach Horizontal Wells with Electric-Line: A Case Study

Thomas Mauchien, Sharat Kishore, Amanda Olivio, Mostafa Ahmed, Schlumberger

Traditional intervention operations with coiled tubing (CT) in extended reach horizontal wells might be difficult to access due to lockup from frictional forces and operational inefficiencies. Using conventional shifting tools requires multiple runs to shift open and close multiple sliding sleeve doors (SSD). This paper is a case study of an electric-line powered shifting intervention operation to shift open an SSD, circulate fluids though the sleeve and into the annulus, and then close and repeat this for another SSD in a long horizontal well—all in a single run.

The paper discusses the different methods that can be used to efficiently seek and latch onto the shifting profiles using a tractor, wireline cable, and the shifting tool itself with an inchworm motion. The electric-line shifting tool monitored and verified the opening and closing of the sleeves in real time using its onboard sensors. These techniques were effectively deployed in multiple wells that required the annulus to be displaced with fluid after running smart completions. The completions were installed in the well with the SSDs in a closed position, and the shifting intervention consisted in opening the SSD, pumping fluids through the sleeve, and closing the SSD. The tool was anchored in place in the wellbore during the entire circulating operation, and the SSD was subsequently closed. This operation was then repeated on the second SSD in the wellbore, and the entire operation was completed in a single run. Also, no additional caliper run was needed as the shifting tool verified the position of the SSDs.

These methods were used in a long horizontal

обеспечения максимального расхода жидкости через муфту в кольцевое пространство. Работа с использованием электрокабеля была выполнена успешно. Возможность выполнить работы за одну спуско-подъемную операцию позволила сократить длительность операции.

В статье впервые рассматриваются различные методы внутрискважинных работ с использованием электрического кабеля. Представлен новый метод, в котором инструмент переключения функционирует как каверномер, что позволяет определить изменение внутреннего диаметра компоновки заканчивания для зацепления с целевым профилем муфты. Это дает возможность уточнить местоположение профиля муфты и выполнить надежное зацепление. В заключение стоит отметить, что в статье впервые сопоставлены данные о теоретической механике переключения муфты, результаты испытаний и замеры параметров с полевой операции.

Повышение эффективности кабель-канатных работ с передачей данных в режиме реального времени по сравнению с традиционными канатными и кабельными работами

Фрэнк Хини, Halliburton Energy Services; Михаил Майоров, Saudi Aramco; Джон Сэвидж, Halliburton Energy Services

Технология кабель-канатных работ, использующая радиочастоты для передачи данных, применяется на месторождении с конца 2016 года. За это время по такой технологии было выполнено более 600 операций на месторождении и 2000 операций по всему миру. Было опубликовано несколько статей, где кабель-канатная технология заменила такие работы на кабеле, как перфорация, установка пробок с взрывным и невзрывным методами активации, каротаж и другие виды работ. В статьях уделялось меньше внимания вопросам эффективности считывания данных на устье во время стандартных канатных работ, где основным преимуществом является возможность использования яса. Технология кабель-канатных работ была представлена на рынке в конце 2016 года, и с тех пор соотношение между количеством работ на канате и кабеле сохранялось на уровне 60/40, поскольку с помощью канатных работ в большинстве случаев выполняется подготовка и повторный запуск скважин в эксплуатацию, а на кабеле проводятся исследования и ремонт. В статье представлен анализ работ, которые показали, что передача и считывание данных в реальном времени предоставляют полную информацию о ходе работ по замене газлифтного клапана и нестандартных работ по обнаружению утечек.

На текущий момент имеется достаточный объем данных, чтобы подтвердить повышение эффективности использования технологии кабель-канатных работ на радиочастотах по сравнению со стандартными работами на канате или кабеле. Монтаж компактной установки для кабельных работ позволяет сэкономить несколько часов в зависимости

well with the help of real-time measurements. The tool measurements identified if the SSDs were in open or closed position or anywhere in-between. The shifting tool provided confirmation via its measurements that the sleeve was not partially open. This was particularly important when pumping fluid through the annulus to achieve the maximum flow through the sleeve. Operating using electric-line was extremely efficient and eliminated the need to perform multiple runs, thus achieving time savings on the rig.

This is the first time that a paper discusses the different seek methods that can be used for carrying out a electric-line mechanical intervention operation. It represents a novel method using a shifting tool as a caliper to probe and measure the completion inner diameter changes while seeking for the profile. It provides a valuable method for reliably and confidently locating and latching onto a shifting profile. Finally, this is the first time that a paper correlates the theoretical mechanics of shifting a sliding sleeve with consistent results from system integration tests and downhole measurements from the real job.

Digital Slickline: Case Studies Highlighting Impact of Real-Time Slickline and Efficiency Improvements Compared to Traditional Slickline & E-Line Interventions

Frank Heaney, Halliburton Energy Services; Mikhail Mayorov, Saudi Aramco; John Savage, Halliburton Energy Services

Digital Slickline (DSL) using radio frequency (RF) communications has been deployed in the field since late 2016 and has completed more than 600 jobs, and 2000 runs globally. Several papers have been published outlining how DSL has been deployed for eline replacement services such as perforating, explosive and non-explosive plug setting, production logging, and various other services. What has been less discussed are the efficiencies with surface readout (SRO) downhole data during typical slickline (SL) interventions where jarring is the prominent feature. RF DSL was introduced to the market in late 2016, and since this time, the split between SL and eline replacement services has been relatively consistent at 60/40. The separation isn't unreasonable as most interventions start as SL to prepare the well, move to a diagnostic or well repair phase, and close-out with SL to bring the well back onto production. Case histories presented will outline how SRO in-situ data give operations confidence tasks were completed as planned on gas lift change-outs and non-typical functions like a smart hole finder for leak detection.

Today, we have an adequate sample size to

от сложности работы, а также сократить количество работ по монтажу/демонтажу для смены между канатом и кабелем. По мере внедрения технологии набор скважинных инструментов постоянно расширяется, что позволяет увеличить область применения стандартных канатных работ. Помимо анализа повышения эффективности, в статье также представлены характеристики кабеля с полимерным покрытием: прочность на разрыв, коррозионная стойкость, совместимость со скважинными жидкостями и другие ключевые показатели.
В заключение в статье представлены новые технологии для повышения эффективности.

Секция 6. ПОВЫШЕНИЕ ОПЕРАЦИОННОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ И БЕЗОПАСНОСТИ РАБОТ, ОБЕСПЕЧЕНИЕ КОНТРОЛЯ ЗА СКВАЖИНОЙ

Решение технических и логистических проблем во время работ по вымыванию 34,5 тонн проппанта

Стивен Крейг, Патчарапун Соодсакорн, Baker Hughes

После ГРП на месторождении на шельфе Туниса в стволе скважины осталось более 34,5 тонн проппанта. Пластовое давление было значительно ниже гидростатического. Платформа была небольшой, с ограниченным пространством палубы и кранами малой грузоподъемности. Для заканчивания скважины использовались хромированные трубы, которые ранее являлись причиной абразивного износа колонны ГНКТ. Задача заключалась в эффективной и безопасной очистке проппанта с помощью колтюбинга.

Предыдущие работы по промывке скважины были проведены с использованием концентрической ГНКТ и струйных насосов. Изначально планировалось повторить эти работы. При моделировании работы было необходимо учесть необходимость перекачки жидкости и азота с судна снабжения, ограниченный объем доступного азота, низкую скорость выноса твердых частиц из-за технических ограничений на устье, а также отсутствие разрешения на сброс жидкости в море. Комплексные инженерные изыскания, расчет логистики, лабораторные испытания и оценка рисков проводились в течение трех месяцев. С помощью передового программного обеспечения было выполнено моделирование разных видов работ: промывка на концентрической ГНКТ, прямая промывка (со стандартной и усовершенствованной компоновкой низа колонны и с различными размерами ГНКТ) и обратная промывка. Также было рассчитано общее время работы, необходимый объем жидкости и азота, а также количество рейсов судна для утилизации скважинной продукции и доставки азота. При планировании работ были выявлены три дополнительные проблемы, которые могли возникнуть. Во-первых, проппант мог закупорить ствол скважины. Однако лабораторные испытания показали, что это не вызовет осложнений. Во-вторых, из-за повышенного содержания сероводорода было необходимо продумать защиту колонны ГНКТ и выкидной линии. В-третьих, материал

validate the efficiency improvements deploying RF DSL compared to the traditional SL/eline intervention model. The one rig up setup off a small footprint slickline unit has proven to save multiple hours depending on the intervention complexity, and the number of eline rig up & rig down sequences eliminated. As the technology gains acceptance, the tool portfolio has continuously expanded, and we have started to leverage opportunities on traditional slickline services to minimize deferred production. Efficiency savings are well documented, but the paper will also detail the polymer-coated cable performance, with focus on breaking strength, corrosive parameters, wellbore fluid compatibility and new critical performance indicators completed before each job. We will close out by summarizing some of the newer technologies that will continue the improved efficiency theme.

Session 6. IMPROVING OPERATIONAL EFFICIENCY, HSE, AND WELL CONTROL

Overcoming Extreme Technical and Logistical Challenges to Successfully Cleanout 76,000-LBM Proppant

Steven Craig, Patcharapun Soodsakorn, Baker Hughes

A fracture treatment in offshore Tunisia screened out leaving over 76,000-lbm proppant in the wellbore. The well was significantly under-hydrostatic. The platform was small and had limited deck space and low capacity cranes. The completion incorporated chrome tubulars with a history of causing abrasion failure to coiled tubing strings. The challenge was to efficiently and safely clean out the proppant with coiled tubing (CT).

A prior cleanout campaign had been conducted with concentric CT and jet pumps. An initial design focused on repeating this method. The engineering analysis had to account for fluid and nitrogen pumping being conducted from a supply vessel, limited nitrogen volume, low the solids return rate due to surface handling limitations, and no fluid discharge permitted to sea. A combined engineering, logistical study, laboratory testing and risk assessment was undertaken over the course of three months. Engineering utilized advanced cleanout modelling software to review concentric CT cleaning, forward cleaning (with and without optimizing cleaning Bottom Hole Assembly (BHA) and with various sizes of CT), and reverse circulating. Logistics analyzed the overall operation time, fluid and nitrogen requirements and the number of boat trips to replenish/change well returns and nitrogen. Three additional challenges were present. First, proppant could have packed off creating

ГНКТ должен был быть стойким к абразивному износу. Правильный подбор материала ГНКТ имел первостепенное значение, поскольку намотку трубы на платформу планировалось выполнять с судна и любая авария сильно скажется на длительности работы и рентабельности проекта.

В результате была выбрана следующая технология проведения работ: в интервале над пластом – обратная промывка, в интервале пласта – переход на прямую промывку с двухфазной циркуляцией. Данные со скважинного манометра позволяли оперативно выявлять поглощение раствора или газовую пачку. Работы были успешно завершены в августе 2019 года. Поставленные задачи были выполнены эффективно и без происшествий. Скважина была запущена в эксплуатацию на 8 дней раньше запланированного срока.

В статье подробно описана полная концепция работы, этапы проектирования и реализации, а также анализ результатов.

Разработка лезвий для срезных плашек малого усилия для высокопрочных ГНКТ

Скотт Шерман, Nexus Energy Technologies

За последние 20 лет прочность материала используемых ГНКТ выросла от марки стали 70 с пределом текучести 483 МПа (70 000 psi) до марки 140 с пределом текучести 965 МПа (140 000 psi) с увеличением толщины стенок. Поэтому усилие, необходимое для среза трубы, возросло более чем в два раза. В большинстве установок ГНКТ максимальное давление в противовыбросовых превенторах составляет 20,7 МПа (3000 psi). В связи с этим возникла потребность в разработке лезвий для плашек превенторов, способных срезать высокопрочные трубы с использованием того же оборудования. При этом новые лезвия должны срезать трубы так, чтобы их можно было легко извлечь из ствола скважины.

Прочность при срезе рассчитывается по критерию максимального напряжения (критерий фон Мизеса) следующим образом:

Предел прочности при срезе/предел текучести = 1√3 = 0,577

Поскольку критерий максимального напряжения является приблизительным, а с помощью вышеприведенного расчета трудно учесть уникальную геометрию лезвия, были проведены обширные лабораторные испытания, чтобы разработать лезвие для резки высокопрочных гибких труб с минимальным гидравлическим усилием.

В статье описан итерационный процесс разработки новых лезвий со значительно меньшим усилием. Были протестированы различные геометрии режущих поверхностей, включая варианты с несколькими поверхностями.

Критериями успешного теста были снижение усилия среза, приемлемый профиль срезанной части трубы для ловильных работ и отсутствие повреждений на лезвиях после использования. В результате лабораторных испытаний был выбран наиболее перспективный вариант лезвия, который затем был

difficulties for some of the processes under review. Laboratory testing was conducted and confirmed this would not be a concern. Second, the well was sour and considerations for protecting the CT string and handling hydrogen sulfide (H_2S) in the return stream were required. Third, CT string optimization was required to reduce potential abrasion failures. Avoiding CT failure was paramount as the string would be boat spooled onto the platform and any failure would severely impact operating time and project finances.

The chosen method was primarily fluid only reverse circulating when cleaning above the formation, changing to forward circulated two phase operation when close to the formation. The downhole pressure gauge in the completion provided early warning of lost returns or of gas kicks. The operation was successfully, efficiently and safely completed in August 2019. The well was handed back to production 8 days ahead of schedule.

The paper will cover the complete concept and detail design, execution and post-job analysis.

Development of Low Force Shear Blades for High Strength Coiled Tubing

Scott Sherman, Nexus Energy Technologies

As coiled tubing grades have evolved over the past 20 years from 70 grade with a minimum yield strength of 483 MPa (70,000 psi) to 140 grade with a minimum yield strength of 965 MPa (140,000 psi) and wall thicknesses have increased, the resulting force required to shear coil has more than doubled. Most coiled tubing units have a maximum pressure of 20.7 MPa (3000 psi) available for the blow out preventers (BOP) hydraulic circuits. There was an industry need to develop a shear blade for BOPs that could cut high strength coiled tubing using legacy pressure control equipment already in use. Additionally, the new shear blades must create a fish that can be easily retrieved from a wellbore.

Shear strength is estimated using the maximum distortion criterion (von Mises yield criterion) as follows:

Shear strength/Yield strength = 1√3 =.577

Since the maximum distortion criterion is merely an approximation and unique blade geometries are difficult to take into consideration using the above calculation, a considerable amount of hands on lab testing was required to design and optimize an elegant shear blade for cutting high strength coiled tubing with minimal hydraulic forces.

The paper will share the iterative process as novel shear blades were developed that significantly reduced shear forces. Multiple piercing tip geometries were tested, including

усовершенствован для эффективной работы при многократных срезах.

В результате было разработано новое лезвие, способное срезать высокопрочную гибкую трубу с усилием в 2 раза меньше обычного.

Границы применения гибких труб расширяются, и уже сейчас выполняются работы, которые еще несколько лет назад считались невозможными. Поэтому будет продолжаться тенденция разработки более прочных гибких труб с увеличенной толщиной стенки. Новая геометрия лезвий превенторов, разработанная в рамках данного проекта, обеспечивает возможность в текущем противовыбросовом оборудовании использовать не только новейшие высокопрочные ГНКТ, но и трубы тех групп прочности, которые находятся в стадии разработки.

Анализ показателей эффективности при разбуривании пробок и прихватах труб

Пол Браун, Брайан Ганби, CoilData LLC

В статье представлены запатентованные алгоритмы сопоставления данных с высокой степенью достоверности, которые были использованы для анализа большого объема данных с колтюбинговых работ по разбуриванию пробок и работ с прихватами труб. Ключевые показатели эффективности, полученные в результате этого анализа, дают представление о тенденциях развития отрасли в будущем по регионам и могут служить полезным ориентиром для нефтесервисных компаний и операторов.

Данные о глубине, весе трубы и давлении из различных источников передавались и хранились в общей базе в течение пяти лет. Был создан архив из более чем 39 000 файлов с данными. С целью получения статистики по ключевым показателям эффективности была произведена обработка данных по глубине и весу с более 500 000 операций по разбуриванию пробок и 760 случаев прихвата ГНКТ. Использование показателей устьевых датчиков для количественной оценки забойного состояния имеет некоторые ограничения, но данный метод позволил с достаточно высокой точностью выявить и проанализировать определенные закономерности. Результаты анализа являются конфиденциальной информацией, однако компании могут сравнить статистику по своим показателям (проанализированную своими алгоритмами) со средними показателями по отрасли, сгруппированными по годам и регионам, чтобы определить свои конкурентные преимущества и точки роста. Кроме этого, добывающая компания получает возможность сравнить показатели различных сервисных компаний (полученные исключительно от своих подрядчиков), которые предоставили такие данные.

В статье представлены статистические данные по операциям разбуривания пробок ГРП и осложнений с прихватом труб в Северной Америке за период с 2016 по 2020 год – период значительных изменений в отрасли ГНКТ. Данные показывают, что среднее время разбуривания пробок сократилось, при этом

embodiments with several piercing tips.

Success criteria was reduced shear force, acceptable fish profile on the lower piece of coiled tubing, and no damage to the blades after use. The embodiment that showed the most promise, based on lab testing was further optimized to improve its performance over multiple cuts.

The result was a novel shear blade that is able to cut high strength coiled tubing with 50% of the normal shear force.

As the industry continues to push the limits of coiled tubing with extended reach applications thought impossible only a few years ago, higher strength coiled tubing with increased wall thicknesses will continue to evolve. The new shear blade geometry developed in this project ensures that not only can the latest grades of coiled tubing be sheared in legacy pressure control equipment, but also future grades of coiled tubing that are in development.

Analysis of Plug Drilling and Stuck Pipe Performance Metrics

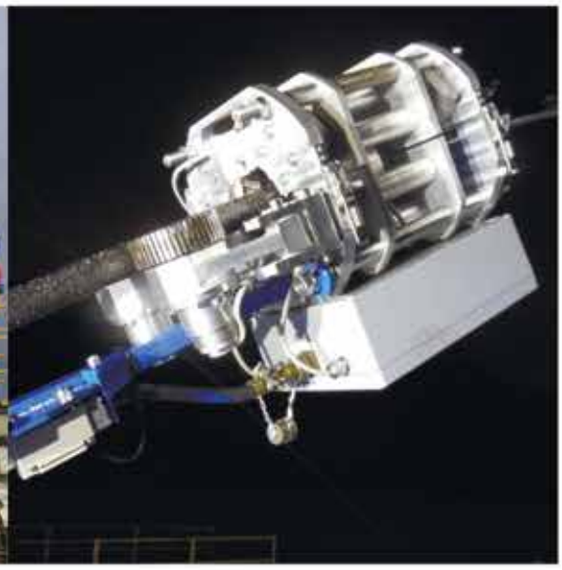
Paul Brown, Brian Gunby, CoilData LLC

A large collection of data recorded during coiled tubing (CT) operations has been analyzed using proprietary pattern recognition algorithms to identify downhole events with a high degree of confidence. These events include the drilling of plugs and stuck pipe incidents. Key performance indicator (KPI) metrics derived from this analysis provide insight into industry trends over time and by region, and can provide useful performance benchmarks for service providers and operator companies.

Depth, weight and pressure data from multiple sources has been streamed and stored on a shared platform over a five year period, creating a record of over 39,000 data files. This data was processed to generate KPI-type statistics for over 500,000 detected plugs and 760 possible stuck pipe scenarios, based on analysis of depth and weight signatures. Using surface measurements to quantify downhole events has some limitations, but the method has proven sufficiently robust to allow useful trends to be observed and evaluated. While the analysis is confidential to the parties involved, a contributing company can compare their 'performance' statistics (as evaluated by the third party algorithms) against averages representative of the industry at large, arranged by year and geographic region, to identify areas of relative strength or weakness. An operator company can likewise compare metrics for different service providers (derived solely from jobs performed for their company) for those which elect to share data in this fashion.

This paper presents statistics for plug drilling operations and stuck pipe incidents in North

ДЕФЕКТОСКОП ГИБКОЙ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНОЙ ТРУБЫ



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

Выявляемые дефекты:

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

Контролируемые параметры:

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

сократилось количество коротких спусков и циклов изгиба трубы. По этим данным можно сделать вывод, что для некоторых компаний ускорение работ привело к более частым или более серьезным прихватам, в то время как другие компании столкнулись с меньшим количеством таких осложнений. Этот сравнительный анализ показывает, что по данным с устьевых датчиков можно судить о состоянии на забое, а итоговые показатели эффективности могут сильно различаться между компаниями, месторождениями и географическими регионами.

America between 2016-2020, a period of significant change in the CT industry. Examples show how average plug drilling times have generally decreased, with less frequent use of short trips and fewer pipe cycles. The data shows that, for some companies, faster operations have come at the expense of more frequent or severe stuck pipe incidents, whereas other companies have experienced fewer such problems. This comparative analysis illustrates how downhole outcomes can be deduced from surface measurements, and resulting performance metrics can vary widely between companies, fields and geographic regions.

Ремонтно-изоляционные работы с помощью закрываемых муфт ГРП

Варун Гутаман, Брентон Чизман, Брэдли Смит, Брэндон Говиснок, NCS Multistage

Для добычи углеводородов из глубоко залегающих нетрадиционных коллекторов (в частности, из сланцевых пластов) используется гидравлический разрыв пласта. Для создания трещин в плотных углеводородсодержащих пластах в скважину под большим давлением закачивается жидкость и в большинстве случаев – проппант. В настоящее время существуют две основные технологии заканчивания скважин в нетрадиционных коллекторах: технология с мостовыми пробками и перфорацией (Plug & Perf) и технология со сдвижными муфтами. Метод Plug & Perf предполагает использование мостовых пробок и перфораторов, которые спускаются на определенную глубину и производят перфорацию обсадной колонны, что позволяет закачивать жидкость в пласт. При этом методе в обсадной колонне остаются отверстия и изолировать определенные участки ствола скважины для будущих работ не представляется возможным. В отличие от этого метода, использование закрываемых сдвижных муфт позволяет селективно открывать, стимулировать и изолировать различные интервалы без необходимости спускать инструменты, сужающие внутренний диаметр колонны. Цель данной статьи – рассмотреть использование закрываемых сдвижных муфт не только в качестве средства для гидроразрыва пласта, но и для проведения ремонтно-изоляционных работ.

Remedial Cementing Through Reclosable Sleeves

Varun Gouthaman, Brenton Cheeseman, Bradley Smith, Brandon Gowisnock, NCS Multistage

Unconventional reservoirs, specifically shale formations, require stimulation by means of hydraulic fracturing to extract hydrocarbons buried deep beneath the Earth's surface. Stimulation requires fluid and in most cases proppant to enter the wellbore via a pressure-pumping operation to create fractures in tight, hydrocarbon-bearing formations. Currently, there are two dominant methodologies for unconventional completions: plug-and-perf (PnP), and sliding sleeves. PnP requires the use of plugs and perforating guns, which are pumped to designated depths in the well, to create perforations in the casing, allowing fluid to be conveyed into the formation. This method leaves casing permanently perforated and unable to isolate certain portions of the wellbore for future intervention or remediation. In contrast, the use of reclosable sliding sleeves allows operators to selectively function, stimulate, and remediate different portions of the wellbore without introducing inner diameter casing restrictions or reductions. This paper aims to highlight the use of reclosable sliding sleeves not only as a means for primary reservoir stimulation, but also to conduct remedial cement operations in wells.

Внедрение аналитического программного обеспечения для оптимизации колтюбинговых работ: цифровой подход к повышению эффективности

Шаймака Баутиста Аларкон, Карлос Торрес, Royal Oaks Energy Services

В статье представлен процесс внедрения нового аналитического программного обеспечения в сочетании с передовыми методами обработки данных в рабочие процессы для управления и принятия решений в сервисной компании, предоставляющей услуги с ГНКТ.

Для объединения текущих и архивных данных по работам с ГНКТ в единую базу был разработан усовершенствованный способ их первичной обработки (включающий преобразование и

Implementing Business Analytics Software to Optimize Coiled Tubing Operations: A Digital Approach to Operations Efficiency

Xaymaca Bautista Alarcon, Carlos Torres, Royal Oaks Energy Services

This paper describes how business analytics novel software tools combined with advanced data management techniques can be integrated to management workflows and decision-making processes of a Coiled Tubing Service Company (CTSC).

An advanced data wrangling process

сопоставление). Эта база данных регулярно пополнялась последней оперативной информацией с помощью автоматизированного процесса запроса данных, что исключало необходимость в повторении процесса вручную. Аналитическое программное обеспечение было использовано для ускорения процесса обработки данных, выявления корреляций и трендов, проектирования моделей и расчета соответствующих ключевых показателей эффективности (KPI). Кроме того, для подготовки и отображения умных облачных панелей управления и отчетов использовались специальные инструменты визуализации.

Умная панель управления позволяет колтюбинговой компании быстро проводить точный и эффективный анализ ключевых показателей колтюбинговых установок и внутрискважинных работ. Облачная панель позволяет компании:

- эффективно определять амортизационные и другие затраты, связанные с использованием ГНКТ, анализировать осложнения и различных поставщиков, а также определять тренды на основе фактических данных, что дает возможность принимать обоснованные управленческие решения по гибкой трубе.
- Определять наиболее эффективные колтюбинговые установки и бригады и принимать стратегические решения для выполнения сложных работ.
- Выявлять отказы оборудования, динамику среднего времени простоя и разрабатывать, внедрять и контролировать методики технического обслуживания и управления активами для устранения аварий при минимальном влиянии на производительность работ.
- Обновлять базу свежими оперативными данными и выявлять рекордные достижения компании.
- Улучшать управление клиентской базой благодаря быстрому реагированию на запросы по предоставлению индивидуальных отчетов о производительности операций.
- Снижать нагрузки на циклические процессы за счет возможности создания отчетов с актуальными и точными данными быстрее, чем при использовании предыдущих методов.
- Быстро настраивать систему и создавать точную документацию, включающую соответствующие данные о производительности в последовательной и стандартизированной форме.
- Проводить технический анализ внутрискважинных работ.

Современный подход к интегрированию аналитического программного обеспечения в колтюбинговые работы – это качественное изменение процесса анализа и контроля показателей производительности (эффективность, безопасность и качество работ), который позволяет разделить показатели, оптимизировать результаты и минимизировать затраты. В статье описан пример простого, но продуманного и эффективного способа внедрения цифровых инструментов в нефтесервисные работы с использованием собственных возможностей и ресурсов.

Окончание в следующем (79-м) номере журнала

(transforming and mapping data) was designed and implemented to unify current and historical coiled tubing operational data into a single data set. The latter was regularly updated with the latest operational information through an automated data querying process that eliminated the need for manually repeating the data wrangling. A Business Analytics Software (BAS) was used to accelerate the engineering of a Data Analytics (DA) process, identify correlations and trends, design data models, and create relevant Key Performance Indicators (KPI). Finally, BAS visualization tools were used to prepare and publish comprehensive cloud-based Business Intelligence (BI) dashboards and reports.

The BI dashboard allows the coiled tubing company to quickly perform accurate and efficient analysis of the KPI trends of its coiled tubing units and well interventions. The cloud-based Dashboard enables the CTSC to:

- Effectively identify Coiled Tubing Strings utilization, costs, failures, vendors, and design performance trends based on factual data, thus enabling informed pipe management decisions.
- Clearly Identify high performance coiled tubing units and crews and make strategic decisions for high profile jobs.
- Identify equipment failures, non-productive time (NPT) trends and define, implement, and monitor maintenance and asset management strategies to tackle the failures with mayor impact on operations performance.
- Easily incorporate fresh operational data and detect record-breaking operations.
- Improve Customer Relationship Management by a quickly responding to customer inquiries for tailor-made operations performance reports.
- Decrease workload on repetitive processes by enabling reports generation with relevant and accurate data faster that previous methods in place.
- Quickly customize and create accurate documentation compiling relevant performance data in a consistent and standardized fashion.
- Perform well interventions technical analysis.

The contemporary approach to integrate BI Software to coiled tubing operations is a step change in how service companies and operators are analyzing and monitoring performance (efficiency, safety, and quality) to differentiate from each other, optimize results and minimize costs. This paper describes an example of a simple yet sophisticated and effective way of incorporating digital tools in the oilfield services processes by utilizing in house talent and resources.

End in our next (79th) issue

Системы МГРП FRACTURA – многообразие решений и гарантированный результат

Д.В. МАЗУРЕЦ, начальник управления продаж оборудования для МГРП группы компаний «Римера»,

А.А. САЛИМГАРАЕВ, Ф.Х. ГАТИАТУЛЛИН, управление стратегии группы компаний «Римера»

В настоящее время большая часть нефтяных месторождений в России находится на поздней стадии разработки. Эффективное освоение трудноизвлекаемых запасов требует развития существующих и разработки новых технологических решений для интенсификации добычи нефти.

В 2019 году группа компаний «Римера» локализовала на производственных мощностях предприятия «Ижнефтемаш» изготовление высокотехнологичного оборудования для многостадийного гидроразрыва пласта под брендом FRACTURA, по технологии канадской компании Gryphon Oilfield Solutions. Системы МГРП FRACTURA – уникальное для российского рынка предложение по интенсификации добычи нефти за счет многообразия решений, которые ранее были представлены преимущественно зарубежными производителями.

Шаровая разбуриваемая система STRIKE и шаровая извлекаемая система STRIKE RT

STRIKE

Подвесное оборудование системы STRIKE представляет собой посадочный инструмент с возможностью вращения колонны во время спуска, что обеспечивает необходимую герметичность. Первый порт активируется давлением и имеет возможность открытия и закрытия, последующие порты приводятся в действие за счет шаров, сброшенных с

STRIKE RT

поверхности. STRIKE – это наиболее простая и надежная технология, которую можно применять для нецементируемого хвостовика с композитными либо растворимыми шарами. Преимуществами системы являются: большой выбор размерного ряда, вариативность исполнения (стандартное, сероводородостойкое и кислотостойкое), проведение до 33 стадий МГРП и возможность повторного разрыва.

Как правило, после операций МГРП при дальнейшем освоении скважины шары растворяются либо извлекаются обратной циркуляцией. При этом посадочные седла портов ГРП остаются в скважине. Однако при проведении внутрискважинных работ возникает потребность в извлечении седел для создания полнопроходного сечения хвостовика. К тому же наличие в хвостовике посадочных седел создает локальные сопротивления движению пластовой жидкости и приводит к эффекту дросселирования. В таких случаях посадочные седла извлекаются путем разбуривания, что может создать ряд проблем

в связи с ненадлежащей очисткой скважины от выбуренной стружки: от прихвата инструмента до невозможности повторного МГРП. При этом поглощения промывочной жидкости в процессе разбуривания посадочных седел приводят к снижению продуктивности скважин.

Применение шаровых технологий с извлекаемыми седлами STRIKE RT позволяет устранить эти риски. Конструкционно извлекаемое посадочное седло практически не отличается от разбуриваемого, за исключением того, что позволяет зацепиться цанговым инструментом за седло, сдвинуть и произвести перевод из рабочего положения в транспортное. Таким образом можно произвести извлечение всех посадочных седел с шарами за одну спуско-подъемную операцию даже при наличии проппанта в хвостовике и избежать штуцирования при последующей эксплуатации скважины, что оптимизирует затраты на освоение скважин после разрыва. Стоимость компоновки STRIKE RT несущественно превышает стоимость стандартной шаровой технологии. При этом она обеспечивает полнопроходное сечение хвостовика при эксплуатации, значительно сокращает время освоения скважины и позволяет управлять портами (открытие или закрытие). ***Технология успешно испытана на месторождении в Западной Сибири – обеспечено полное извлечение седел из пяти скважин заказчика, а также в Казахстане, где данное технологическое решение стало основным на ряде крупных проектов по бурению новых скважин.***

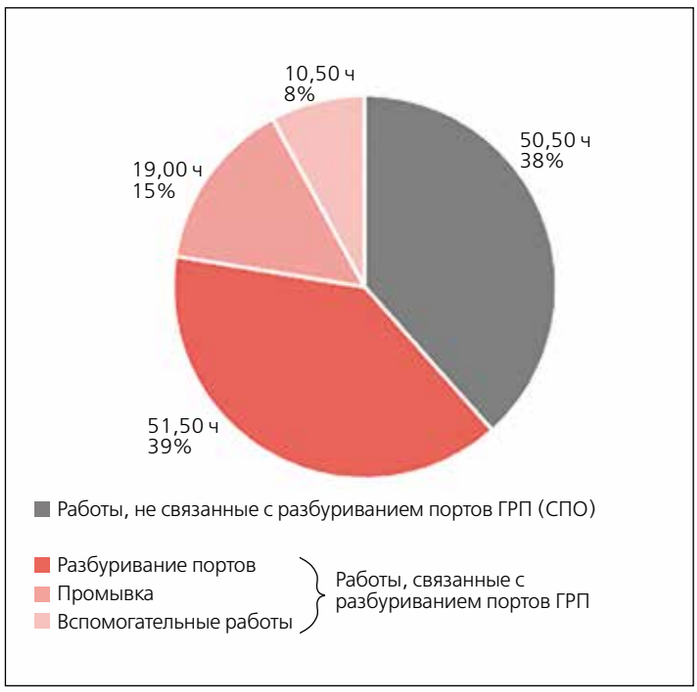


Рисунок 2 – Распределение времени операций при процедуре разбуривания портов ГРП

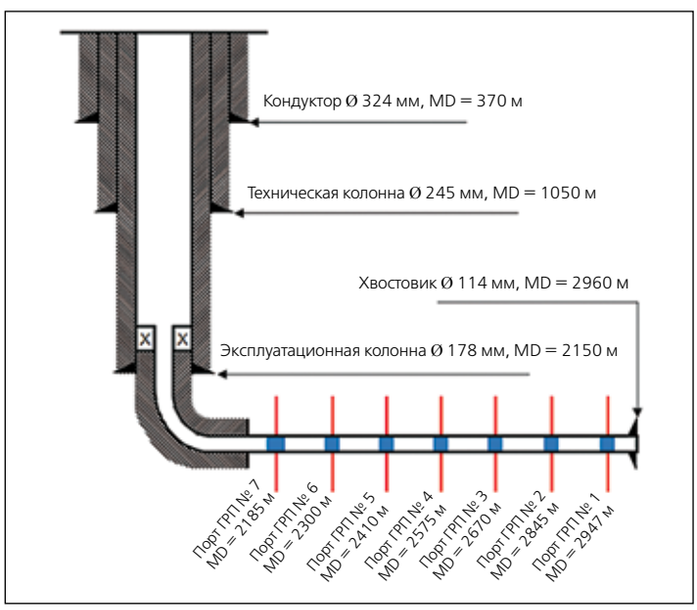


Рисунок 1 – Конструкция анализируемой скважины

Рассмотрим экономический эффект извлекаемой технологии. МГРП проводится по стандартной шаровой технологии и состоит из семи стадий. Конструкция скважины приведена на рис. 1.

При освоении скважины разбурены шесть портов ГРП, спуск инструмента производится на НКТ установкой КРС. Продолжительность работ составила 131,5 часа, из них 81 час на операции, непосредственно связанные с разбуриванием.

Применяя шаровую технологию с извлекаемыми седлами, можно значительно оптимизировать процесс. Для расчета примем время спуско-подъемных операций (СПО) таким же, как в первом случае. Согласно статистике, на извлечение одного седла без учета СПО необходимо в среднем 11 минут. Следовательно, извлечение шести портов займет 1,1 часа. Таким образом, в случае применения извлекаемых шаровых решений общее время, необходимое для извлечения седел, будет равно 51,6 часа, и экономия времени составит 61%. При средней часовой ставке бригады КРС в 10,5 тыс. рублей сокращение затрат составит 840 тыс. рублей, что позволит проводить большее количество операций ГРП без увеличения бюджета.

Сдвижная система SHUTTLE

SHUTTLE позволяет проводить операции по интенсификации портов ГРП в любом

SHUTTLE

порядке с заданной вариативностью. При этом возможно проведение повторных операций по интенсификации добычи в отдельно выбранных интервалах, количество стадий ГРП не ограничено. При применении системы инструмент может спускаться как на ГНКТ, так и на НКТ, что позволяет производить работы за одну спуско-подъемную операцию. Отсутствие необходимости разбуривания посадочных седел сокращает цикл освоения, а соответственно, и всего строительства скважин на 2–3 суток для 8–10-стадийных компоновок МГРП.

Система с селективным пакером SPECTR

SPECTR

SPECTR позволяет проводить точечные воздействия на пласт в широком спектре внутрискважинных работ. Систему можно использовать как для интенсификации притока методами ГРП, кислотных обработок и работ по восстановлению цементного камня, так и в процессе испытаний продуктивных горизонтов.

В состав системы входит: нижний пакер осевого типа с интегрированным двунаправленным гидравлическим якорем, технологические окна (фрак-порт) для закачки в корпусе муфты, гидравлический верхний пакер и сбрасывающий клапан. SPECTR позволяет проводить до 20 операций за одну СПО без замены рабочих элементов. Кроме того, комплект может включать насадку для ГПП с ресурсом до 40 операций без СПО.

Система с растворимыми картриджами SOLVTECH

SOLVTECH

В состав системы SOLVTECH входят: муфта с уникальным посадочным профилем, растворимая торпеда-картридж, стопорное кольцо и растворимый шар. Благодаря применению растворимых седел-картриджей отсутствует необходимость разбуривания или извлечения посадочных седел.

SOLVTECH дает возможность проводить высокоскоростную обработку пласта с темпом закачки 12–15 кубометров в минуту и выполнять до 54 операций ГРП. Наличие компоновок в сероводородостойком исполнении и использование шаров одинаковых диаметров исключает риск человеческого фактора. Кроме того, операции с применением технологии SOLVTECH можно проводить в цементируемых хвостовиках. Технология является новинкой на российском рынке нижнего заканчивания и перспективна на месторождениях с крайне низкими фильтрационными свойствами продуктивных пластов, поскольку дает возможность проведения операций ГРП в сжатые сроки.

FRACTURA

РАСШИРЕНИЕ ВОЗМОЖНОСТЕЙ

РИМЕРА
ИЖНЕФТЕМАШ

ПРОСТОТА
И НАДЕЖНОСТЬ

ЭКОНОМИЯ ВРЕМЕНИ
И ЗАТРАТ

УНИВЕРСАЛЬНЫЕ
РЕШЕНИЯ

426063, Ижевск, ул. Орджоникидзе, дом 2
Т. +7 3412 68 91 91
izhneftemash@rimera.com

121205, Москва, Инновационный центр «Сколково»
Большой бульвар, дом 40, Бизнес-центр «Амальтея»
Т. +7 495 981 01 01
info@rimera.com

www.rimera.ru

Coiled/tubing times

ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА
ВРЕМЯ ГРП

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

КОЛТЮБИНГ –
это инструмент, преображающий все внутрискважинные работы

www.cttimes.org

Семинары от ICoTA-Россия

В 2019 году под эгидой российского отделения Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA-Россия) и ООО «Время колтюбинга» при информационной поддержке научно-практического журнала «Время колтюбинга. Время ГРП» стартовала серия семинаров для специалистов российских нефтесервисных компаний.

Курсы, читаемые лекторами из компаний – лидеров мирового нефтегазового сервиса, предлагают новейшую информацию по широкому спектру вопросов, касающихся высокотехнологичных работ.

На сегодняшний день ICoTA–Россия предлагает проведение семинаров под ключ по следующим тематикам:
1. Применение ГНКТ в капитальном ремонте и строительстве скважин;
2. Введение в ГРП;
3. Введение в Directional Drilling.

Как это работает:
Вначале лектор проводит краткое тестирование участников семинара на предмет уровня владения темой. В соответствии с результатами тестирования корректируется программа семинара по наполнению, делается упор на заполнение теоретических пробелов, а также на разбор кейсов по технологиям по выбранной тематике. Лектор делится собственным опытом работы и выносит на обсуждение наиболее интересные кейсы. Интерактивная форма проведения семинаров помогает вовлечь слушателей в тематику, тем самым обеспечивая практические результаты обучения.

В завершающей части семинара лектор проводит итоговое тестирование по прослушанному курсу. Каждый участник получает сертификат ICoTA-Россия о прохождении семинара. Отзывы компаний, где были организованы семинары, свидетельствуют о повышении компетенций участвовавших в них специалистов.

ICoTA-Россия стремится подбирать темы, наиболее актуальные для отечественного инженерного сообщества, и привлекать самых авторитетных лекторов. Если интересующая вас тема отсутствует в нашем списке, мы готовы найти соответствующего лектора и провести семинар для вашей компании.

Будем рады сотрудничеству!

Информация по семинарам и программам семинара высылается по запросу.

Контактное лицо:
исполнительный директор ICoTA-Россия,
директор по развитию
ООО «Время колтюбинга» Грибов Артем Николаевич
E-mail: Artem.Gribov@cttimes.org
Тел.: +7 (495) 481-34-97 доб. 101

ООО «Химпром»: Альтернативные системы ГРП. Синтетический полимер Hydra GEL X для вскрытия среднетемпературных пластов

К.А. АРИСТОВА,
инженер-химик

Р.О. КОЖЕВНИКОВ,
начальник отдела по инновациям и разработкам

М.Г. КУНСТ, руководитель отдела продвижения химических реагентов для гидроразрыва пласта

М.Т. МАШАРОВ, начальник лаборатории НИР

Аннотация

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) является одним из наиболее эффективных и распространенных методов интенсификации добычи пластовых флюидов. Жидкости, способные транспортировать проппант с наименьшим загрязнением пласта, – одно из самых актуальных направлений технологического развития ГРП [5]. Долгое время высоковязкие гели на основе гуара являлись основными типами жидкости для транспортировки проппанта при проведении ГРП в России [4].

Обладая отличной несущей способностью, сшитый полимерный гель на основе природных полисахаридов (гуаровая камедь и ее производные) имеет значительный недостаток – приводит к ухудшению фильтрационных свойств порового пространства пласта ввиду его закупоривания остатками не разрушенного до конца полимерного геля, что вызывает снижение дебита скважины. Помимо этого, высокая вязкость сшитых полимерных систем, необходимая для удержания проппанта в объеме, усложняет процесс транспортировки проппанта глубоко в пласты с низкой проницаемостью и повышает энергетические затраты при закачке жидкости.

Тенденция к повышению эффективности извлечения нефти послужила толчком к развитию технологий применения синтетических полимеров для проведения операций ГРП и МГРП. В сравнении с традиционными системами гидроразрыва на основе гуаровой камеди синтетические гели имеют широкий потенциал к повышению эффекта извлечения нефти и снижению операционных затрат. Синтетические гели при невысоких значениях вязкости обладают высокими пескоудерживающими характеристиками, а их применение позволяет получить более высокую остаточную проводимость и чистоту трещины. Использование синтетического геля упрощает процедуру проведения операций ГРП путем снижения количества химических компонентов в рецептуре и количества единиц оборудования. Кроме этого, синтетические полимеры обладают меньшим сопротивлением при закачке, что существенно сокращает затраты энергии на прокачку жидкости разрыва. Это свойство позволяет производить закачку синтетического геля двумя методами: низкорасходный ГРП – 3,6–4,5 м^3/мин – и высокорасходный ГРП по технологии Slick Water с расходом более 12 м^3/мин [3].

Несмотря на многочисленные преимущества использования синтетического геля, главное опасение, сдерживающее его массовое применение, заключается в слабой изученности песконесущих свойств и способности качественно разрушаться под воздействием деструкторов.

В статье приведены исследования ООО «Химпром» по разработке синтетической жидкости ГРП на основе полиакриламидов, проведен комплекс реологических исследований, включающий в себя построение графиков вязкости, а также оценку термической стабильности системы. Итогом работы стала разработка жидкости ГРП для вскрытия среднетемпературных пластов в условиях пресных источников воды на основе продуктов российского производства: гелеобразователя Hydra GEL SW и деструктора Hydra BREAK.

Введение

Специалистами научно-исследовательского центра ООО «Химпром» разработана альтернативная система жидкости ГРП на основе синтетических гелеобразователей серии Hydra GEL SW и деструктора Hydra BREAK.

Гелеобразователь Hydra GEL SW является высокомолекулярным акриловым сополимером. Деструктор Hydra BREAK представляет собой окислитель на основе смеси неорганических кислот, оптимизированный для использования с традиционными сшитыми гуаровыми и синтетическими гелями.

В качестве объекта исследования для разработки синтетической системы выбрана классическая система ГРП для вскрытия пластов с температурой 50 °С на основе сшитого гуарового геля с загрузкой 3,0 кг/м^3 и вязкостью, превышающей 700 сП при 100 с$^{-1}$, а также алюмосиликатный проппант фракции 16/20 с максимальной концентрацией 400 кг/м^3. В статье приведены результаты тестирования основных технологических свойств разработанной системы жидкости ГРП в сравнении с классической жидкостью на основе гуаровой камеди: исследование скорости гидратации и реологических характеристик синтетического геля, исследование статического осаждения проппанта, а также испытание разрушения системы в присутствии деструктора.

На данный момент линейка синтетических полимеров ООО «Химпром» представляет собой ряд базовых продуктов для различных технологических условий:

- Hydra GEL SW марка А – сухой синтетический полимер для пресных и слабоминерализованных систем;
- Hydra GEL SW марка С – сухой катионный синтетический полимер для сильноминерализованных систем;
- Hydra GEL SW Liquid марка А – эмульсионный анионный полимер для пресных и слабоминерализованных систем;
- Hydra GEL SW Liquid марка С – эмульсионный катионный полимер для сильноминерализованных систем.

В зависимости от требований заказчика возможна доработка имеющихся синтетических систем ООО «Химпром» для использования в широком диапазоне загрузок, температур и минерализации.

Описание экспериментов. Полученные результаты

К основным характеристикам жидкости ГРП можно отнести:

1. Скорость гидратации – для оценки способа приготовления системы и необходимого оборудования;
2. Стабильность системы при проведении работ – для исключения температурной и механической деструкции полимерной системы;
3. Пескоудерживающие свойства, влияющие на время оседания проппанта, – с целью исключения возникновения СТОПов при проведении работ;
4. Разрушение системы вод воздействием деструкторов – с целью снижения эффективной вязкости системы и выноса остатков разрушенного геля.

Все эти параметры влияют на технологические свойства жидкости разрыва. От них зависит качество и успех выполнения операций ГРП.

Исследование скорости гидратации синтетического полимера

Скорость гидратации – одно из важнейших свойств гелеобразователей при производстве гидроразрыва пласта. От этого параметра зависит качество исполнения работ, схема обвязки, количество применяемого оборудования, а также способ введения полимера в технологическую линию [2]. С целью определения скорости набора вязкости и времени достижения полной гидратации был выполнен ряд экспериментов. Для приготовления полимерной жидкости использовалась дистиллированная вода с температурой 25 °С и синтетический гелеобразователь Hydra GEL SW в концентрации 4 кг/м^3. В стакан блендера Уоринга добавили 800 мл дистиллированной воды и выставили скорость перемешивания на уровне 2000 об/мин. Далее быстро и равномерно ввели навеску полимера в количестве 4 г (0,5% об.), исключая образование комков. Затем отобрали шприцем необходимый для измерения объем раствора в количестве 150 мл и измерили вязкость при температуре 20 °С, скорости сдвига 100 с$^{-1}$ на вискозиметре OFITE 900 по истечении 30, 150, 300, 600, 900 секунд.

В таблице 1 приведены значения вязкости синтетического полимера Hydra GEL SW в зависимости от времени гидратации.

Таблица 1 – Оценка скорости гидратации Hydra GEL SW

	Вязкость, мПа•с (скорость сдвига 100 с$^{-1}$)
t, с	Hydra GEL SW
30	68,5
150	110,6
300	110,5
600	110,2
900	110,2

В результате проведенного испытания удалось установить, что гидратация полимера Hydra GEL SW в концентрации 4 кг/м^3 осуществляется менее чем за 150 секунд. Результаты данного эксперимента позволяют сделать предварительные выводы об отсутствии необходимости применения дополнительного

оборудования для гидратации синтетического геля во время проведения полевых работ.

Определение стабильности системы

Исследование эффективной вязкости при определенном значении температуры позволяет определить границы температурной деструкции для исключения рисков оседания проппанта в связи со снижением вязкостных характеристик синтетического полимера при проведении ГРП.

В данном исследовании было проведено тестирование вязкостных характеристик системы при температуре 50 °С в течение 7 часов с целью определения стабильности системы во времени при скорости сдвига 100 $с^{-1}$.

Для приготовления полимерной жидкости использовалась дистиллированная вода с температурой 25 °С и синтетический гелеобразователь Hydra GEL SW в концентрации 6 кг/м³. Для проведения исследования в стакан блендера добавили 300 мл дистиллированной воды. Далее равномерно ввели навеску полимера Hydra GEL SW в количестве 1,8 г (0,6% об.) при скорости перемешивания 2000 об/мин, исключая образование комков, и перемешали полученный полимерный раствор в течение 10 минут. Затем шприцем отобрали пробу получившегося раствора в количестве 52 мл и внесли в ячейку вискозиметра OFITE 1100 в конфигурации боб-ротор R1/B5. Стабильность полимерного раствора во времени измеряли при температуре 50 °С, скорости сдвига 100 $с^{-1}$ и давлении 400 psi.

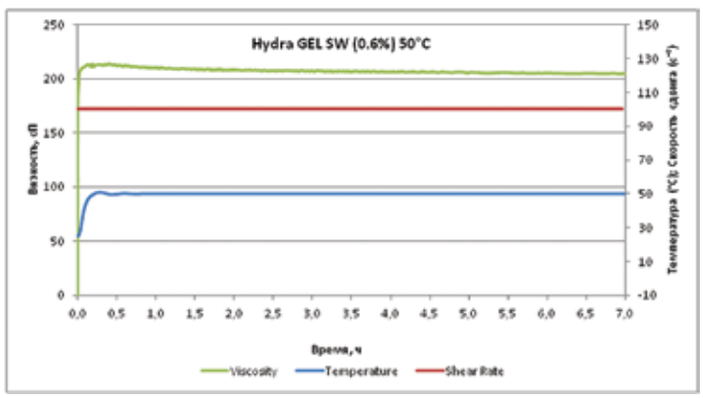


Рисунок 1 – Стабильность синтетической системы Hydra GEL SW 6 кг/м³ при 50 °С

Вязкость полимерного раствора Hydra GEL SW в концентрации 6 кг/м³, измеренная на OFITE 1100 в конфигурации боб-ротор R1/B5 при температуре 50 °С, в начале измерения составила 213 сП. По истечении 7 часов вязкость снизилась до 205 сП без применения деструкторов, что составляет 3,8% в абсолютном значении. Проведенный тест показал, что полимер в заданном промежутке температуры и времени обладает высокой стабильностью и не подвержен термической деструкции.

Аналогичные испытания провели для

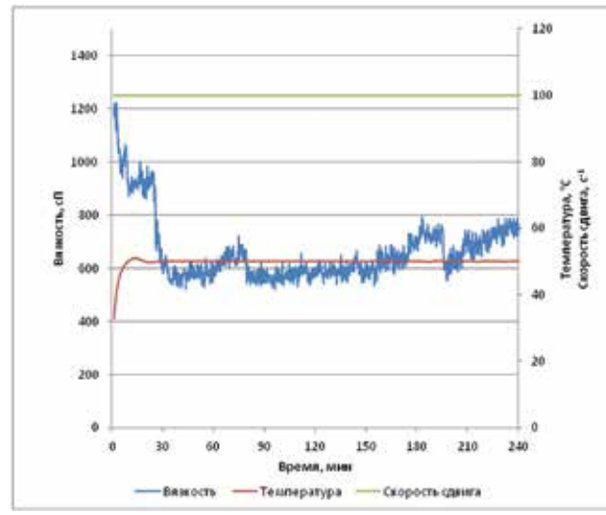


Рисунок 2 – Стабильность классической системы на основе гуарового гелеобразователя Hydra GEL 8 в концентрации 3,0 кг/м³, замедленного сшивателя Hydra CX-1 в концентрации 2,0 л/м³ и быстрого сшивателя Hydra XW-2 в концентрации 1,5 л/м³

традиционной системы на основе гуарового гелеобразователя Hydra GEL 8 в концентрации 3,0 кг/м³, замедленного сшивателя Hydra CX-1 в концентрации 2,0 л/м³ и быстрого сшивателя Hydra XW-2 в концентрации 1,5 л/м³.

Вязкость полимерной системы на основе сшитой гуаровой камеди, измеренная на OFITE 1100 в конфигурации боб-ротор R1/B5 при температуре 50 °С, составила 900 сП. По истечении четырех часов вязкость снизилась до 750 сП без применения деструкторов, что свидетельствует о незначительной термической деструкции полимерной системы на основе сшитой гуаровой камеди. Кроме этого, система на основе сшитой гуаровой камеди обладает более высоким значением эффективной вязкости, необходимой для удержания проппанта, при заданных условиях исследования.

Определение деструкции системы

Деструкция – одно из главных качеств жидкости разрыва, эффект от которого выражается в увеличении остаточной проводимости пласта и повышении нефтеотдачи скважины. Данное тестирование проведено с целью определения разрушения системы под действием деструктора в течение заданного промежутка времени [1]. Для приготовления полимерной жидкости использовалась дистиллированная вода с температурой 25 °С и синтетический гелеобразователь Hydra GEL SW в концентрации 6 кг/м³. Для определения деструкции системы в стакан блендера Уоринга добавили 300 мл дистиллированной воды, выставили скорость перемешивания на уровне 2000 об/мин и равномерно внесли навеску полимера Hydra GEL SW в количестве 1,8 г (0,6% об.), исключая образование комков. Раствор после внесения

полимера перемешивали в течение 10 минут. Затем шприцем отобрали пробу получившегося раствора в количестве 52 мл, из которой ½ часть в количестве 26 мл поместили в ячейку вискозиметра OFITE 1100 в конфигурации боб-ротор R1/B5 и добавили деструктор. Далее в ячейку вискозиметра внесли оставшуюся часть полимерного раствора в количестве 26 мл и измерили стабильность раствора при температуре 50 °С, скорости сдвига 100 $с^{-1}$ и давлении 400 psi.

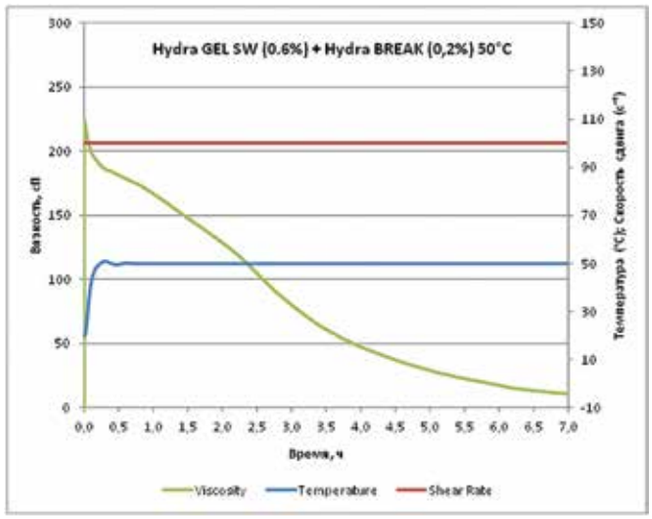
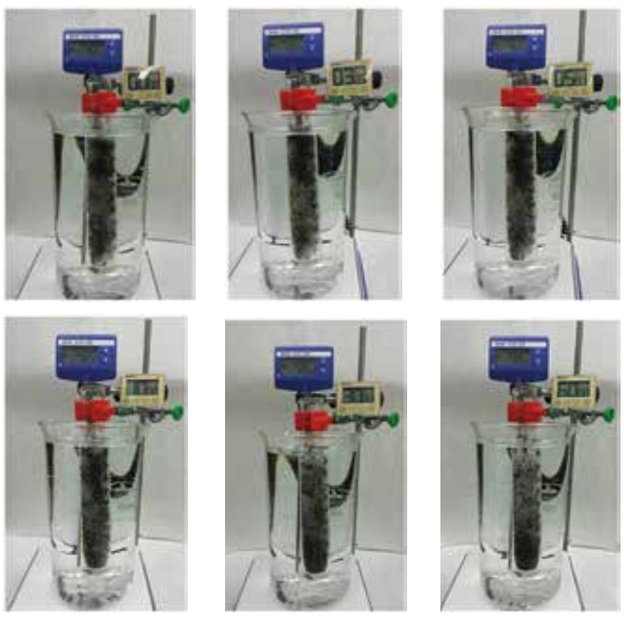
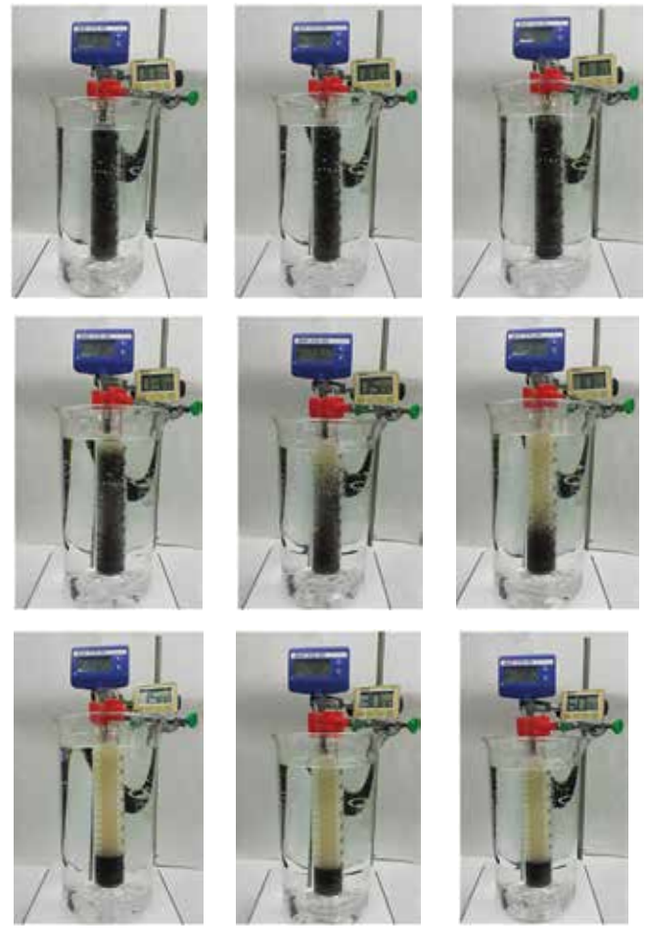


Рисунок 3 – Деструкция синтетической системы Hydra GEL SW (0,6%) + Hydra BREAK (0,2%) при 50 °С



Рисунки 4–9 – Процесс оседания алюмосиликатного проппанта фракции 16/20 с концентрацией 400 кг/м³ при температуре 25 °С в жидкости ГРП на основе синтетического полимера Hydra GEL X в концентрации 6 кг/м³



Рисунки 10–18 – Процесс оседания алюмосиликатного проппанта 16/20 в концентрации 400 кг/м³ при температуре 25 °С в жидкости ГРП на основе гуарового гелеобразователя Hydra GEL 8 в концентрации 3,0 кг/м³, замедленного сшивателя Hydra CX-1 в концентрации 2,0 л/м³ и быстрого сшивателя Hydra XW-2 в концентрации 1,5 л/м³

После проведенного испытания было установлено, что вязкость полимерного раствора Hydra GEL SW в концентрации 6 кг/м³, измеренная на виксозиметре OFITE 1100 в конфигурации боб-ротор R1/B5 при температуре 50 °С, снижается с 200 до 6 сП в течение 7 часов. Стоит отметить, что при изменении концентрации деструктора Hydra BREAK можно увеличить или уменьшить время деструкции системы в зависимости от параметров проведения операций ГРП.

Исследование статического осаждения проппанта

Исследование осаждения проппанта дает представление о вязкоупругих свойствах синтетического геля. Трудоемкое измерение транспорта проппанта в потоке на первом этапе исследований было упрощено путем проведения лабораторных тестов в статических условиях. Данное исследование отражает скорость оседания проппанта в условиях малого сдвига.

Для приготовления полимерной жидкости

использовалась дистиллированная вода с температурой 25 °С и синтетический гелеобразователь Hydra GEL SW в концентрации 6 кг/м³. Для определения оседания проппанта в условиях малого сдвига в стакан блендера Уоринга добавили 200 мл дистиллированной воды и выставили скорость перемешивания на уровне 2000 об/мин. Далее быстро и равномерно ввели навеску полимера Hydra GEL SW в количестве 1,2 г (0,6% об.), исключая образование комков. Полученный полимерный раствор перемешали в течение 10 минут. Затем шприцем отобрали 100 мл раствора для исследований на вискозиметре OFITE 1100 в конфигурации боб-ротор R1/B5, а к оставшимся 100 мл раствора добавили 40 г алюмосиликатного проппанта фракции 16/20.

Для равномерного распределения проппанта полимерный раствор перемешали на блендере в течение 5 минут, перелили раствор в мерный цилиндр, запустили секундомер и провели фотофиксацию оседания проппанта через 0, 0,5, 1,5, 10, 15, 30, 60 минут.

Оседание алюмосиликатного проппанта фракции 16/20 в традиционной системе на основе гуаровой камеди в концентрации 3,0 кг/м³ и системы замедленного и быстрого сшивателя в концентрации 2,0 л/м³ и 1,5 л/м³ соответственно в статических условиях при малой скорости сдвига происходит за 60 минут. В свою очередь, в растворе полимера Hydra GEL SW в концентрации 6 кг/м³ при тех же условиях оседания алюмосиликатного проппанта фракции 16/20 на протяжении 60 минут не наблюдалось, что свидетельствует о высоких пескоудерживающих характеристиках системы.

Вывод

Специалистами научно-исследовательского центра ООО «Химпром» разработана альтернативная жидкость ГРП на основе синтетического гелеобразователя Hydra GEL SW и деструктора Hydra BREAK для вскрытия среднетемпературных пластов при использовании пресных источников воды. Проведенные исследования показали, что разработанная система обладает следующими преимуществами:

- Способна удерживать в объеме проппант на уровне, соизмеримом со сшитыми гуаровыми системами, при относительно невысокой эффективной вязкости жидкости разрыва;
- Легко и контролируемо разрушается до низких значений вязкости, что положительно влияет на степень загрязнения коллектора и эффективность извлечения нефти;
- Обладает мгновенной гидратацией, что позволяет использовать ее на лету с непосредственным введением в поток – по технологии on the fly;
- Обладает низкими значениями эффективной вязкости рабочего раствора полимера, что существенно снижает давление на закачку и положительно влияет на остаточную проводимость трещины;
- Упрощает процедуру проведения операций ГРП путем снижения количества химических компонентов в рецептуре и количества единиц оборудования в обвязке линии ГРП.

В условиях возрастающих требований к чистоте трещин и возрастающего объема работ разработанная синтетическая система является перспективным направлением для промышленного применения в нефтедобывающей отрасли. Благодаря использованию синтетических гелевых систем можно преодолеть недостатки классической жидкости ГРП на основе гуаровой камеди: уменьшить загрязнение пласта, увеличить чистоту трещины и повысить эффективность извлечения нефти. Стоит отметить, что разработанная система следует по курсу импортозамещения, реализации российских разработок и развития отечественного производства. Все это в дальнейшем позволит расширить области применения технологий на основе синтетических полимеров и внедрить стандарты тестирования в отрасли.

ЛИТЕРАТУРА

1. Магадова Л., Силин М., Глущенко В. 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. Рябоконь С., Нечаев А., Чагай Е. Жидкости-песконосители для гидроразрыва пласта. – М.: ВНИИОЭНГ, 1987. – Вып. 14 (143). – 52 с.
3. Абразаков Д., Джулдугулов Е., Круглов Р., Павлова С., Верещагин С., Чупраков Д., Иванов В. Транспорт проппанта вязкими понизителями трения при относительно небольших расходах закачки: моделирование и полевой опыт. – 2020. – [Электронный ресурс]. – Режим быстрого доступа: https://onepetro.org/speshf/proceedings-abstract/20SHF/220SHF/D021S005R003/452881
4. Учуев Р.П., Пруцаков А.С., Чебыкин Н.В., Павлова С.Р., Вальнев Д.А., Логинов А.В., Данилевич Е.В., Сыпченко С.И., Пасхалов М.А., Борисенко А.А., Оленникова О.В., Верещагин С.А., Мавлеткулов У.Р. Новое слово в Российском ГРП – низковязкие жидкости на основе синтетических полимеров. Опыт применения на объектах «Газпромнефть-Хантос». – 2020. – [Электронный ресурс]. – Режим быстрого доступа: https://onepetro.org/SPERPTC/proceedings-abstract/20RPTC/3-20RPTC/D033S014R003/450296
5. Чураков А.В., Пичугин М.Н., Файзуллин И.Г., Гайнетдинов Р.Р., Макаревич С.Б., Михайлов Д.Ю., Виллиамс Б., Ху Т. Безгуаровые синтетические гели ГРП – успешная концепция выбора. – 2020. – [Электронный ресурс]. – Режим быстрого доступа: https://onepetro.org/SPERPTC/proceedings-abstract/20RPTC/3-20RPTC/D033S010R005/450136

ХИМПРОМ

АЛЬТЕРНАТИВНЫЕ ПОЛИМЕРНЫЕ СИСТЕМЫ ГРП ДЛЯ ВСКРЫТИЯ СРЕДНЕТЕМПЕРАТУРНЫХ ПЛАСТОВ

Преимущества альтернативных полимерных систем ГРП:

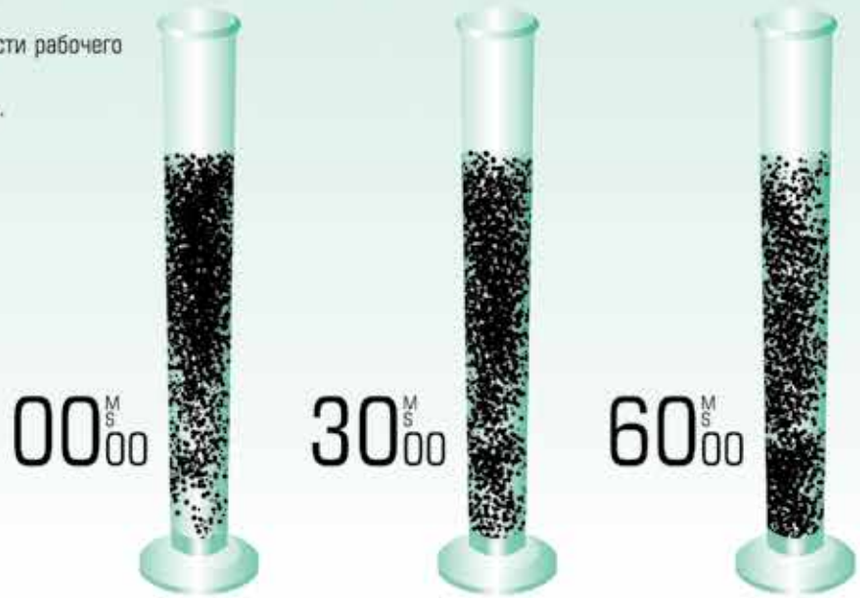
- высокая удерживающая способность проппанта при низкой эффективной вязкости рабочего раствора полимера;
- низкое давление при прокачке полимера (обладает свойствами понизителя трения);
- различные торговые формы полимеров: сухие и жидкие, для пресных и минерализованных систем;
- легко и контролируемо разрушается до низких значений вязкости;
- высокая остаточная проводимость по сравнению с традиционной сшитой гуаровой системой;
- температурная стабильность до 120°С;
- обладает низкими значениями эффективной вязкости рабочего раствора полимера;
- возможность применения по технологии «on the fly».

Задачи, которые решают альтернативные полимерные системы ГРП:

- уменьшение загрязнения пласта;
- увеличение чистоты трещины;
- повышение эффективности извлечения нефти;
- упрощение проведения процедуры операций ГРП за счёт снижения количества необходимого оборудования в обвязке линии.

Условия проведения испытаний

Hydra GEL SW	6,0 кг/м^3
Проппант алюмосиликатный	16/20–400 кг/м^3
Температура	25°С

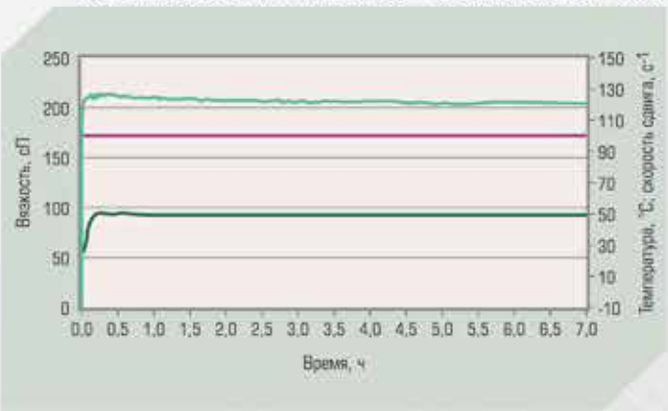


Оценка песконесущих свойств синтетической системы Hydra GEL SW (6 кг/м^3)

Условия проведения испытаний

Hydra GEL SW	6,0 кг/м^3
Геометрия	R1/B5 (OFITE 1100)
Скорость сдвига	100 с$^{-1}$–117,0 оборотов
Температура	50°С
Давление	400 psi

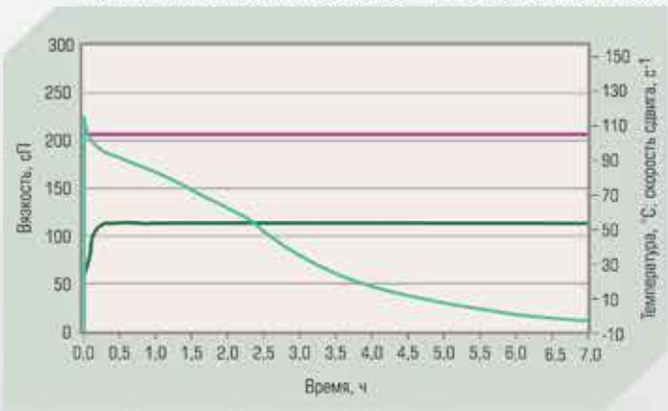
Стабильность синтетической системы **Hydra GEL SW** (6 кг/м^3) при 50°С, p=400 psi в течение 7 часов



Условия проведения испытаний

Hydra GEL SW	6,0 кг/м^3
Hydra BREAK	2,0 кг/м^3
Геометрия	R1/B5 (OFITE 1100)
Скорость сдвига	100 с$^{-1}$–117,0 оборотов
Температура	50°С
Давление	400 psi

Деструкция синтетической системы **Hydra GEL SW** (6 кг/ м^3) — **Hydra BREAK** (2 кг/ м^3) при 50°С, p=400 psi в течение 7 часов



+7 (342) 225-02-06 info@himprom-group.ru zakaz@himprom-group.ru himprom-group.ru

Инновации в области повышения нефтеотдачи пластов

Применение горячей химико-термической технологии повышения нефтеотдачи пластов после заводнения сланцевых коллекторов

А.А. Дадабаева, Казанский национальный исследовательский технологический университет

Поскольку методы термической рекуперации имеют наилучшие показатели при добыче тяжелой нефти из углеводородных пластов, такие методы были бы предпочтительнее для нефтеотдачи пластов. Эти методы включают циклическое нагнетание пара (особенно углекислого газа), нагнетание горячей воды и гравитационный дренаж с помощью пара. Сочетание химических и термических методов повышения нефтеотдачи пластов в качестве гибридных методов рассматривается как новый метод повышения коэффициента нефтеотдачи пластов как из традиционных, так и из нетрадиционных коллекторов.

Химические методы повышения нефтеотдачи будут представлять интерес для нефтяной промышленности, поскольку они могут обеспечить достаточный коэффициент нефтеотдачи. Пены и полимеры рассматриваются в качестве эффективных химических агентов в процессах регенерации с точки зрения их потенциальной способности блокировать газовую фазу и увеличивать вязкость воды. Они могут помочь улучшить коэффициент извлечения нефти. Из-за сохранения больших объемов нефти в плотных пластах добыча нефти будет сокращена после одного года применения методов первичной добычи, и именно поэтому нефтяная промышленность попыталась предложить термические и химические методы добычи для более эффективной добычи оставшейся нефти.

Пенное заводнение является одним из важных химических методов повышения нефтеотдачи пластов благодаря своей потенциальной способности уменьшать газовую фазу, вызвавшую закупорку водных каналов. Впрыск пены после впрыска горячей воды обеспечивает более высокий коэффициент рекуперации, чем обычное впрыскивание воды.

В настоящее время для повышения коэффициента нефтеотдачи пластов применяются различные гибридные химико-термические методы. Сочетание или последовательная закачка тепловых и химических методов рекуперации с учетом их уникальных свойств представляли бы интерес, так как это дало хорошие результаты в песчаниковых и сланцевых коллекторах [1].

Во-первых, газообразный азот, учитывая его меньшую плотность и меньшую сжимаемость, впрыскивается в образцы керна, которые образуют вторичную газовую шапку в верхней части кернов. Затем вводится пенообразователь, чтобы перекрыть каналы потока газа, особенно в высокопроницаемых слоях. Наконец, нефтяная фаза мобилизуется в незамутненных зонах (которая содержит оставшиеся объемы нефти в низкопроницаемых слоях). Можно сделать вывод, что комбинация пены и закачки азота в качестве термо-химических методов повышения нефтеотдачи пластов будет более эффективной в трещиноватых пластах, чем закачка пены или только закачка азота [2].

Падение давления пены по отношению к падению давления воды определяется как коэффициент сопротивления, который соответственно указывается блокирующим пенообразователем. Когда нефть присутствует в пористой среде, коэффициент сопротивления определяется для анализа эффективности впрыскиваемой пены для вытеснения нефти в пористой среде.

Повышение температуры приводит к увеличению коэффициента сопротивления, при котором температура 180 °C имеет самый высокий коэффициент сопротивления. Это указывает на то, что заводнение горячей водой обеспечит лучшие характеристики пены, поскольку более высокий коэффициент сопротивления поможет блокировать более высокие проницаемые зоны. Коэффициент сопротивления для самого низкого и самого высокого газонефтяного соотношения составляет около 10 и 16 соответственно при температуре 180 °C, что свидетельствует о соответствующей устойчивости пены при высоких температурах [3].

Полимерные добавки используются для стабилизации пенообразователя. Увеличение концентрации полимера приводит к увеличению коэффициента резистентности. Причина этого связана со свойством полимера усиливать стабилизацию пены. Эта часть исследования проводится только при температуре 60 °C, так как коэффициент устойчивости будет увеличиваться с повышением температуры. Причина такой нестабильности пены при высоких температурах связана с разложением полимера при более высоких температурах. Таким образом, можно сделать вывод о том, что из-за несовместимости полимерных добавок при высоких температурах полимерные добавки не являются хорошим выбором для повышения стабильности пены, особенно при термических методах заводнения

при высоких температурах.

Индуцированная углекислотно-пенная инжекционная способность при температуре 180 °С имеет самую высокую скорость восстановления в конце закачки объема пор.

Более высокая концентрация полимеров будет играть важную роль в увеличении нефтеотдачи пластов.

При повышении температуры вода переходит из жидкой фазы в газ или пар, и именно поэтому она уменьшается на первых этапах закачки объема пор. Поэтому при температуре 180 °С в первый период впрыска воды не происходит [4].

ЛИТЕРАТУРА

1. Альварадо В. Повышение нефтеотдачи пластов: Обзор обновлений/В. Альварадо, Э. Манрике. – Департамент химической и нефтяной инженерии. – 2010. – С. 5.
2. Друэтта П. Химическое повышение нефтеотдачи пластов и роль проектирования химических продуктов/П. Друэтта, П. Раффа П., Ф. Пиччиони. – Энергия. – 2019.
3. Хайян З. Гибридные химические методы повышения нефтеотдачи пластов: имитационное исследование/З. Хайян, А. Даварпана. – Симметрия. – 2020.
4. Пэн С. Термо-химические методы повышения нефтеотдачи пластов/С. Пэн, А. Даварпана. – Симметрия. – 2020.

Увеличение нефтеотдачи с помощью наночастиц на основе кремния

А.А. Дадабаева, Казанский национальный исследовательский технологический университет

Наночастицы с типичными размерами от 1 до 100 нм обладают уникальными физическими и химическими характеристиками, такими как большая площадь поверхности и соотношение сторон, в то время как нанотехнологии вызывают значительный интерес в нефтегазовой промышленности. Учитывая уменьшение количества разведочных пластов и рост потребления энергии во всем мире, лучший способ удовлетворить эту потребность – увеличить добычу из зрелых нефтяных пластов с использованием методов повышения нефтеотдачи пластов [1].

Увеличить нефтеотдачу пласта можно химическими методами, пенным заводнением, тепловыми, газовыми, а также другими новыми методами, такими как заводнение намагниченной водой. По сравнению с химическими агентами наночастицы, особенно наночастицы на основе кремния, имеют более низкую стоимость и являются экологически чистыми. Наночастицы диоксида кремния наиболее популярны в нанозаводнении, поскольку диоксид кремния является основным компонентом кварца и песчаника. Стоит отметить, что наночастицы по отдельности не могут рассматриваться как альтернатива химическим или другим методам с точки зрения производительности.

Существует несколько механизмов с наночастицами для увеличения нефтеотдачи, таких как изменение смачиваемости, уменьшение поверхностного натяжения нефти/воды, предотвращение осаждения асфальтенов и закупорки поровых каналов.

Смачиваемость – это тенденция одного флюида к растеканию по твердой поверхности в присутствии другого флюида. По мере увеличения концентрации наночастиц до оптимальной концентрации контактный угол капли нефти увеличивался из-за увеличения структурного расклинивающего давления между каплями нефти и поверхностью породы. Однако при более высоких концентрациях эффективность наночастиц снижается из-за их низкой стабильности в базовой жидкости. Наночастицы меньшего размера показали лучшие характеристики, поскольку большее количество наночастиц может быть размещено между горной породой и каплями нефти и увеличивает расклинивающее давление, а также обеспечивает лучшее проникновение и адсорбцию на поверхности породы, что может изменять свойства поверхности. Что касается типа породы, карбоната (положительный поверхностный заряд) и поверхности песчаника (отрицательный поверхностный заряд), важно использовать модифицированную жидкость с противоположным зарядом по отношению к поверхности породы, чтобы обеспечить лучшую адсорбцию. Кроме того, породы с более высокой пористостью могут адсорбировать больше наночастиц на своей поверхности. Следовательно, изменения краевого угла на породах с более высокой пористостью больше, чем у горных пород с низкой пористостью [2].

Соленость обычно снижает стабильность наночастиц в водных растворах из-за уменьшения силы отталкивания между наночастицами. До достижения оптимальной концентрации это ведет к адсорбции большего количества наночастиц на твердой поверхности, что приводит к большему изменению смачиваемости по сравнению с таковой при высоких концентрациях солености, что ухудшает характеристики наножидкостей.

Давление оказывает незначительное влияние на угол смачивания, при увеличении температуры необходимое усилие для отделения капли нефти от поверхности уменьшается из-за уменьшения вязкости и плотности нефти [3]. Межфазное натяжение – это сила притяжения между молекулами на границе раздела двух жидкостей. Более низкое поверхностное натяжение между нефтью/водой приводит к увеличению добычи нефти. Наночастицы на основе кремния являются наиболее популярными наночастицами не только для изменения смачиваемости, но и для уменьшения поверхностного натяжения, поскольку эти наночастицы относительно недороги и более совместимы при введении в пористую среду.

Поверхностное натяжение снижается с увеличением концентрации наночастиц до оптимальной концентрации. Однако при более

высоких концентрациях их эффективность снижается из-за агломерации в базовой жидкости. Наночастицы с более высокой удельной поверхностью имеют отличные характеристики, поскольку большее количество взаимодействий с жидкостями вызывает большее снижение поверхностного натяжения.

Присутствие асфальтенов в сырой нефти, а также адсорбция и отложение асфальтенов на поверхности породы-коллектора изменяет характеристики породы, такие как пористость, проницаемость и смачиваемость. Из-за большой площади поверхности наночастиц кремнезема они могут адсорбировать тяжелые компоненты в сырой нефти, такие как асфальтены. Наночастицы кремнезема с наименьшим размером имеют самую высокую адсорбцию асфальтенов на своей поверхности. Что касается влияния pH, то по мере увеличения кислотности наночастиц диоксида кремния их способность к адсорбции асфальтенов также увеличивается.

Закупорка поровых каналов может быть вызвана механическим захватом. Механический захват происходит, когда диаметр наночастицы больше, чем диаметр поровых каналов. Обычно размер поровых каналов измеряется в микронах. Следовательно, обычно наночастицы могут течь вдоль каналов пор, не вызывая какого-либо механического захвата. Но иногда некоторые наночастицы на основе металлов могут блокировать поровые каналы из-за своего большого размера.

Иногда явление закупоривания порового канала может улучшить характеристики заводнения наножидкостями за счет увеличения давления в соседнем поровом горле и выталкивания нефти, захваченной в поровом горле, но, когда захваченная нефть высвобождается, окружающее давление падает, закупорка постепенно исчезает и наночастицы могут течь вместе с водой. Гидрофильные наночастицы диоксида кремния могут адсорбироваться на поверхностях увлажненных водой пористых сред и закупоривать некоторые поры. Падение давления значительно увеличивается после заводнения наножидкостью кремнезема по сравнению с заводнением водой, в то время как наножидкости имеют ту же вязкость, что и вода. Это означает, что увеличение падения давления происходит только из-за закупорки поровых каналов [4].

Если использованные наночастицы были выбраны неправильно с точки зрения концентрации размера, это может привести к повреждению пласта и снижению коэффициента нефтеотдачи, например, при очень высокой концентрации наночастиц коэффициент извлечения снижается из-за закупорки поровых каналов.

Стабильность наночастиц в наножидкостях является одним из ключевых факторов в условиях высоких температур и высокого давления. В дополнение к химическим свойствам для наночастиц на основе кремния следует учитывать другие физические аспекты, такие как магнитные или электрические свойства. Наноматериалы, особенно экологически чистые и экономичные на основе кремния, представляют большой интерес [5].

ЛИТЕРАТУРА

1. Хан И. Наночастицы: свойства, применение и токсичность/ И. Хан, К. Саид – Араб Дж. Хим. – 2019. – С. 31.
2. Саксена Н. Синтез, характеристика и анализ потенциала повышения нефтеотдачи путем моделирования природного анионного поверхностно-активного вещества/Н. Саксена, А. Саксена, А. Мандал. – J Mol Liq. – 2019. – С. 282.
3. Гонг Х. Влияние изменения смачиваемости на увеличение добычи тяжелой нефти за счет щелочного заводнения/Й. Ли, М. Донг. – Surf A Physicochem Eng Asp. – 2016. – С. 488.
4. Ли К. Увеличения нефтеотдачи с помощью наножидкостей / К. Ли, Д. Ван - Oil Gas Sci Technol Revue d'IFP Energies nouvelles. – 2018. – С. 37–73.
5. Сан Х. Применение наночастиц для увеличения нефтеотдачи: критический обзор последних достижений/Х. Сан, Д. Чен, З. Гай. – Энергия. – 2017. – С. 345.

Подбор кислотных композиций для стимуляции притока из низкопродуктивных пластов

Г.С. Дубинский, ГАНУ «Институт стратегических исследований Республики Башкортостан», ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет»; А.В. Чибисов, ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет»; А.В. Андреев, Maersk Oil

В промысловой практике при кислотной стимуляции пластов применяют различные реагенты-«улучшители» [1, 2, 3], в том числе «замедлители» и «отклонители» кислоты [4, 5]. Однако нет общепринятого мнения о наиболее эффективных типах реагентов-«улучшителей», что вынуждает продолжать поиск возможностей совершенствования кислотных обработок продуктивных пластов. Поэтому одной из первых задач исследования является определение эффективного сочетания кислот и реагентов. Результаты исследования могут применяться при дизайне стимулирующего кислотного воздействия на продуктивные пласты.

Для карбонатных коллекторов подбирались композиции соляной кислоты с «улучшителями». Исследовалось влияние различных факторов, влияющих на эффективность кислотного воздействия (температура, давление, концентрации компонентов раствора, объем и скорость закачки кислотной композиции). Промысловый опыт показывает снижение успешности повторных кислотных обработок до «0». Установлено промысловой практикой и экспериментально, что для карбонатных пород-коллекторов эффективно применение замедлителей и отклонителей кислоты. Экспериментально были подобраны для исследуемых образцов пород-коллекторов

концентрации замедлителя кислоты на основе полигликолей.

Увеличение объема закачки кислотной композиции естественно вызывает увеличение размера зоны воздействия, но из-за радиальности потока в призабойной зоне пласта (ПЗП) рост радиуса зоны повышенной проницаемости связан нелинейным образом с объемом закачиваемого кислотного раствора. Связь объема и радиуса зоны похожа на логарифмическую зависимость, поэтому эффективным объемом кислотной композиции выбирают объем, при котором эффект прекращает интенсивный рост. Отечественный промысловый опыт предлагает использовать 12%-ный солянокислотный состав, при этом при различных геолого-физических условиях применяются добавки различных реагентов, адаптированных в конкретных случаях.

В качестве технологии селективной закачки кислоты без использования пакера можно рекомендовать использование отклонителей кислоты, например, на гелевой основе. Цели и результаты такого вида закачек достигаются за счет изменения реологических свойств раствора в течение закачки непосредственно в пласте. В качестве отклонителей предлагались и использовались геле- и пенообразующие реагенты. Имеется практический опыт разработки и применения такого рода реагентов. С применением замедлителя и отклонителя успешно обработаны десятки скважин на различных месторождениях РФ и СНГ [5, 6].

Были проведены лабораторные эксперименты с образцами терригенного керна, которые позволили подобрать достаточно эффективную кислотную композицию и выбрать технологию обработок.

Низкопроницаемые образцы горной породы в лабораторных условиях не пропускали воду и раствор HCl.

Один низкопроницаемый керн был оставлен под давлением раствора соляной кислоты на 24 часа, что имитировало кислотную ванну под давлением. После имитации кислотной ванны через обработанный керн уже шла фильтрация воды. Коэффициент проницаемости по воде при этом достиг $11{,}2\times10^{-3}$ мкм². В опытах с образцом керна с начальной проницаемостью $1{,}6\times10^{-3}$ мкм² после обработки получена проницаемость $6{,}7\times10^{-3}$ мкм², а с образцом начальной проницаемости 23×10^{-3} мкм² произошло увеличение до $35{,}1\times10^{-3}$ мкм². У низкопроницаемых кернов после обработки пористость возросла на 5,4%, а рост проницаемости достигал до 10,6 раза. У образцов терригенного коллектора с абсолютной проницаемостью от $13{,}5\times10^{-3}$ мкм² до $56{,}4\times10^{-3}$ мкм² рост проницаемости составил от 170 до 280%.

Таким образом, по результатам лабораторных экспериментов с подобранными кислотными композициями можно было ожидать положительного эффекта от кислотного воздействия на призабойную зону пласта в скважинах месторождения, где был отобран керн. В кислотной композиции использованы соляная, уксусная и плавиковая кислоты, с добавлением в различных геолого-физических условиях ПАВ, ацетона, метанола. На основании экспериментов разработана технология с использованием кислотных композиций и успешно опробована при кислотных обработках трех скважин, прирост продуктивности составил 14,1, 6,6 и 4,3%. Во всех случаях перед закачиванием кислотной композиции в ПЗП в скважине устанавливалась солянокислотная ванна под давлением.

Анализ научно-технических источников позволил определить факторы, определяющие успешность кислотных обработок при интенсификации добычи нефти. Эксперименты с керновым материалом позволили увидеть, что соляная кислота действует и на карбонатные, и на терригенные коллекторы. Очевидно, что в терригенных коллекторах часто присутствуют растворимые в соляной кислоте материалы, как природные, так и привнесенные. Поэтому стоит учитывать возможность образования геля из фторида кальция. Глинокислотные и солянокислотные композиции без осложнений повышают проницаемость коллектора при введении в них замедлителя кислоты и поверхностно-активных веществ. Композиционные составы успешно повышают проницаемость коллектора при соблюдении технологических приемов. Сделан вывод о перспективности применения технологии регулируемого кислотного воздействия на основе композиционных составов в условиях низкопроницаемых коллекторов.

Публикация подготовлена в рамках выполнения государственного задания Лаборатории нефтегазовых исследований ГАНУ ИСИ РБ на 2021 г.

Работа поддержана Министерством науки и высшего образования Российской Федерации по соглашению № 075-15-2020-900 в рамках программы развития НЦМУ.

ЛИТЕРАТУРА

1. Тухтеев Р.М., Антипин Ю.В., Карпов А.А. Области эффективного применения кислотных обработок скважин на месторождениях западного Башкортостана//Нефтепромысловое дело. – 2001. – № 1. – С. 28–31.
2. Тухтеев Р.М., Антипин Ю.В., Карпов А.А. Интенсификация добычи нефти из карбонатных коллекторов//Нефтяное хозяйство. – 2002. – № 4. – С. 68–70.
3. Андреев В.Е. и др. Повышение продуктивности скважин, эксплуатирующих карбонатные коллекторы/В.Е. Андреев, А.П. Чижов, А.В. Чибисов, Д.В. Иванов//Сборник материалов Международной научно-практической конференции «Инновационные технологии в нефтегазовом комплексе». – Уфа. – 2014. – С. 22–26.
4. Хакимов А.А. и др. Совершенствование технологии кислотных обработок/А.А. Хакимов, Р.И. Саттаров, А.В. Качурин, А.В. Акимкин//Нефтяное хозяйство. –№ 3. – 2012. – С. 54–55.
5. Андреев В.Е. и др. Дизайн и реализация технологии воздействия на карбонатный коллектор с использованием «замедлителя» кислоты/В.Е. Андреев, Г.С. Дубинский, К.М. Фёдоров,

А.В. Андреев//Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. – № 2 (96). – С. 5–14.
6. Андреев В.Е., Дубинский Г.С. Опытно-промысловые работы по регулированию профиля отдачи скважин месторождения Кожасай с использованием композиционного состава//Вестник Академии наук Республики Башкортостан. – 2014. – Т. 19. – № 2. – С. 79–84.

Исследования бесхлорных кислотных композиций, модифицированных цвиттерионным ПАВ, для интенсификации притока из карбонатных коллекторов

Л.А. Магадова, Д.В. Нуриев, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Негативными факторами, ограничивающими достижение высоких приростов дебита нефти после проведения солянокислотной обработки карбонатных коллекторов, являются высокая скорость растворения породообразующих минералов, выпадение вторичных осадков и значительная коррозия нефтепромыслового оборудования. Развивающимся направлением кислотных обработок является применение альтернативных бесхлорных кислотных составов (БКС). Применение БКС имеет ряд преимуществ перед соляной: замедленная скорость реакции с породой и низкая коррозионная активность к нефтяному оборудованию. Кроме того, БКС при контакте с нефтью не образуют хлорорганических соединений и не способствуют выпадению АСПО.

В качестве объектов воздействия в данной работе рассматривались реальные объекты разработки юго-востока Республики Татарстан, приуроченные к карбонатным залежам высоковязкой нефти и характеризуемые сложными геолого-физическими условиями залегания.

Исследовались два варианта бесхлорных кислотных составов (БКС): сухая смесь сульфаминовой кислоты и ацетата аммония (состав 1), кислотогенерирующая смесь формалина и нитрата аммония (состав 2).

Для повышения эффективности действия БКС в качестве модифицирующей добавки было выбрано цвиттерионное ПАВ, которое позволило дополнительно снизить скорость коррозии, уменьшить межфазное натяжение на границе с нефтью и улучшить смачиваемость карбонатной породы. Также было выявлено формирование вязко-упругих систем при контракте растворов цвиттерионного ПАВ с высокоминерализованной пластовой водой объектов разработки, что позволило увеличить эффективность БКС для неоднородных обводненных карбонатных коллекторов за счет прогнозируемого самоотклонения кислотных составов в пластовых условиях.

Результаты проведенного комплекса лабораторных исследований подтвердили эффективность БКС, модифицированных ПАВ, и перспективность их применения на реальных объектах разработки карбонатных коллекторов юго-востока Республики Татарстан.

Оптимизация компонентного состава кислотной композиции для условий продуктивных коллекторов нижнего миоцена месторождения Белый Тигр

Л.А. Магадова, М.Д. Пахомов, В.Б. Губанов, К.К. Мерзляков, Ву Вьет Тхань, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, НОЦ «Промысловая химия»; Ле Вьет Зунг, СП «Вьетсовпетро»

Для восстановления фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пород-коллекторов в призабойной зоне пласта (ПЗП), ухудшающихся в процессе эксплуатации, применяются различные методы, в том числе кислотные обработки.

В СП «Вьетсовпетро» различные технологии обработки призабойной зоны скважин используются с 1988 года. Однако успешность кислотных обработок ПЗП на нижнем миоцене месторождения Белый Тигр недостаточно высока из-за повышенных пластовых температур, выше 93 °С, и высокого содержания глинистых минералов в составе горных пород продуктивных отложений.

При разработке эффективной кислотной композиции в НОЦ «Промысловая химия» в сотрудничестве с СП «Вьетсовпетро» для обработок ПЗП на нижнем миоцене с учетом конкретных пластовых условий были отобраны следующие компоненты: соляная, уксусная и борная кислоты, фторид аммония, ингибитор коррозии Солинг ЛУ, поверхностно-активные вещества ОС-20, Нефтенол-МЛ, ЛАБСК и вода.

В ходе определения скорости растворения кернового материала продуктивного коллектора нижнего миоцена гравиметрическим методом, скорости коррозии и совместимости с пластовой нефтью методом bottle-test было установлено, что с помощью изменения концентрации соляной кислоты можно увеличить степень растворения кернового материала и повысить выделение кислотной композиции из обратной эмульсии. Последнее утверждение может быть объяснено с помощью закона Стокса (1):

$$V_c = \frac{2 \cdot g \cdot r^2 \cdot (\rho_1 - \rho_2)}{9 \cdot \mu}, \quad (1)$$

где μ – динамическая вязкость дисперсионной среды, мПа·с; g – ускорение свободного падения м/с^2; r – радиус глобулы дисперсной фазы, м; ρ_1 – плотность дисперсной фазы, кг/м^3; ρ_2 – плотность дисперсионной среды, кг/м^3

Согласно приведенной формуле 1, изменение концентрации соляной кислоты приводит в первую очередь к изменению межфазного натяжения между водной (дисперсной фазой) и углеводородной фазой (дисперсионной средой) и, как следствие, к изменению объемов глобул в обратной эмульсии. Во-вторых, это приводит к изменению массы дисперсной фазы, что

уменьшает седиментационную устойчивость системы.

Таким образом, с помощью постепенного увеличения концентрации соляной кислоты до оптимальной величины, обеспечивающей полное расслоение эмульсии, была увеличена степень растворения кернового материала продуктивного коллектора с 5 до 15%. Оптимальная концентрация соляной кислоты в кислотной композиции при этом составила 9% (масс.).

Использование 1-D геомеханической модели как инструмента для оценки эффективности кислотного воздействия на объекты с трудноизвлекаемыми запасами нефти

И.А. Уколов, К.В. Стрижнев, В.А. Цыганков, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

За основу проблематики данной работы принято рассмотрение методов снижения давления гидроразрыва пласта для объектов, относящихся к трудноизвлекаемым запасам нефти. Одним из таких методов может послужить предварительная обработка кислотным составом призабойной зоны скважины (так называемая кислотная ванна). Выдвигается гипотеза о влиянии кислотного состава на геомеханические свойства горной породы, что в дальнейшем приведет к существенному изменению значений упруго-прочностных свойств и в конечном счете к снижению давления гидроразрыва пласта.

Целью исследовательской работы является проверка данной гипотезы путем построения 1-D геомеханической модели и проведения серии экспериментов. На начальных этапах испытания будут проводиться на образцах цементного камня. Затем, после отработки методик и обработки результатов, испытания будут проходить на керне.

Геомеханическое моделирование применяется для различных задач, таких как ограничение пескопроявления, расчет устойчивости ствола скважины при бурении, подбор оптимальной траектории скважины, расчет технологических показателей операции ГРП – все эти мероприятия приводят к повышению эффективности разработки [1–4]. В работе предлагается использование 1-D геомеханической модели как инструмента для прогнозирования результатов на реальном промышленном объекте [5]. В качестве исходных (входных) данных в модели используются результаты интерпретации ГИС и данные керновых исследований, предоставленные при поддержке компании ООО «Газпромнефть – Технологические партнерства».

Затем, после проведения серии экспериментов на одноосное сжатие с предварительной обработкой кислотным составом, полученные данные будут вноситься в геомеханическую модель с поправками на пластовые условия и другими поправками на основании методик проведения экспериментов.

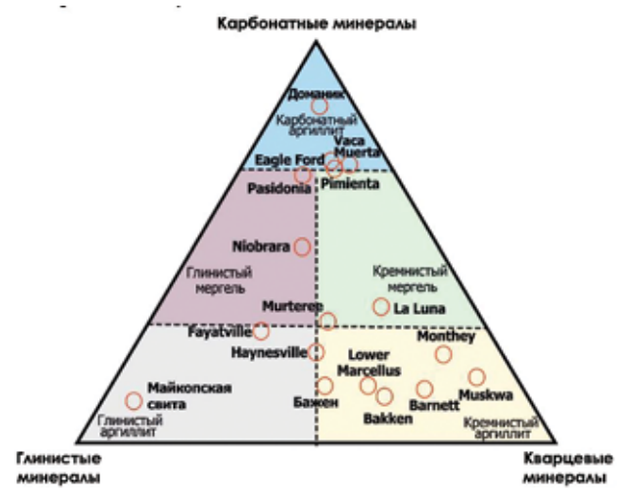


Рисунок 1 – Литологическая диаграмма

Благодаря использованию геомеханической модели представится возможность качественно и количественно оценить перспективность развития технологии предварительной кислотной обработки призабойной зоны пласта, потенциал ее промышленного внедрения и тиражирования на объекты с трудноизвлекаемыми запасами. В первую очередь данная технология актуальна для доманиковых отложений вследствие высокого содержания карбонатов в своем составе (рис. 1) [6]. Однако для баженовских пластов исследования также планируются к проведению.

Выводы: 1. Выдвигается гипотеза возможности проведения кислотного воздействия для снижения давления гидроразрыва пласта.

2. Проверка данной гипотезы будет проводиться путем лабораторных исследований на кернах с применением моделирования в специализированном программном обеспечении.

3. Внесение результатов экспериментов в геомеханическую модель позволит повысить адекватность полученных результатов и перенести лабораторные исследования на масштаб скважины.

ЛИТЕРАТУРА

1. Хасанов М.М., Жуков В.В., Овчаренко Ю.В., Тимофеева Т.Н., Лукин С.В. Геомеханическое моделирование для решения задачи ограничения пескопроявления.//Нефтяное хозяйство. – 18.01.2017.
2. Маркин М.А., Гула А.К., Ясупов Я.И. Комплексный геомеханический подход для выбора интервалов проведения ГРП на примере баженовской свиты в пределах Красноленинского свода//Бурение и нефть. – № 9. – 2016. – С. 50–55
3. Смирнов Н.Ю., Зарума Торрес М.С., Вальенте Л.Б., Таджибаев Р., Молодцов Р.В., Кузнецов И.В., Хоменок И.П. Оптимизация стратегии заканчивания на базе геомеханики с учетом влияния химических эффектов на механические свойства пород. – 2016. – 26 с.
4. Кашников Ю.А., Ашихмин С.Г., Шустов Д.В., Якимов С.Ю., Кухтинский А.Э. Повышение эффективности разработки месторождений углеводородов на основе комплексных геомеханических исследований//Нефтяное хозяйство. – № 3. – 2019. – С. 66–69.
5. Черемисин А., Петраков Ю., Соболев А., Стишенко С., Татур О., Четтыкбаева Камилла, Очертяный А. Геомеханическое моделирование в стандартах предприятий. – 2018. – 7 с.
6. Чертенков М.В., Усачев Г.А., Некрасов А.В. Технологии разработки трудноизвлекаемых запасов углеводородов: учеб. пособие. – М.: Издательский центр РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2018. – 93 с.

Итоги XXVI научно-практической конференции «Модернизация российского геофизического комплекса»

Конференция прошла в Уфе 23 ноября 2021 года в отеле Hilton Garden Inn Ufa Riverside. Организаторами традиционной уфимской конференции выступили созданный в 2014 году при содействии Министерства промышленности и энергетики Республики Башкортостан Геофизический кластер «Квант» и Межрегиональная общественная организация Евро-Азиатское геофизическое общество (МОО ЕАГО). Содействие в организации и проведении конференции оказывали Международная Ассоциация научно-технического и делового сотрудничества по геофизическим исследованиям и разработкам в скважинах (Ассоциация «АИС») и Некоммерческое объединение «Союз поддержки и развития отечественных сервисных компаний нефтегазового комплекса» (НО «Союзнефтегазсервис»).

Информационные партнеры: научно-технический вестник АИС «Каротажник», журналы МОО ЕАГО «Геофизика» и «Геофизический вестник», научно-технический журнал «Нефть. Газ. Новации», научно-практический журнал «Время колтюбинга», аналитический журнал «Нефтегазовая вертикаль», информационно-технический журнал «Сфера Нефтегаз», научно-технический журнал «Экспозиция Нефть Газ», ООО «СтартНефтьГаз», журналы «Нефтяное хозяйство», «Газовая промышленность», «Территория НЕФТЕГАЗ». В связи с пандемией коронавируса работа конференции проходила в режимах офлайн и онлайн. Всего участвовало 130 специалистов в режиме офлайн и 50 специалистов в режиме онлайн из 67 компаний России и 1 из Китая. Среди делегатов 15% представляли нефтегазовые компании, 30% сервисные компании и 55% ведущих ученых и специалистов вузов, компаний геофизической науки и приборостроения. Повышенная активность представителей науки и приборостроения определялась ориентацией конференции на модернизацию геофизического комплекса Российской Федерации. Приветствия организаторам и участникам конференции направили: О.В. Жданеев, заместитель генерального директора ФГБУ «Российское

энергетическое агентство» Минэнерго Российской Федерации, А.А. Поляков, вице-президент – главный геолог ПАО «НК «Роснефть».

В работе конференции приняли участие специалисты нефтегазовых компаний: ПАО «НК «Роснефть» и ПАО АНК «Башнефть», АО «Самаранефтегаз», ООО «Харампурнефтегаз», ООО «Лукойл-Пермь», ООО «РН-Юганскнефтегаз», ЗАО «Газпром Армения». Геофизические сервисные и приборостроительные компании были представлены специалистами ООО «ТНГ-Групп», Группы компаний ВНИИГИС, ФГБУ «РЭА» Минэнерго России, АО «Башвзрывтехнологии», АО «Башнефтегеофизика», НПО «Союзнефтегазсервис», АО «Тюменьпромгеофизика», АО «Пермнефтегеофизика», ООО «Газпром недра», АО «Геолад ГИС», ООО «ПИТЦ Геофизика», «Schlumberger-Россия», ОАО «Когалымнефтегеофизика», АО НПФ «Эликом», ООО «Геофизмаш», ООО «НовТек. Новые технологии», ГУП ЦМИ «УралГео», ООО НПФ «АМК Горизонт», АО «ВНИПИвзрывгеофизика», ООО «Промперфоратор», АО «Взрывгеосервис» и др. Академическая, корпоративная и университетская наука были представлены ООО «РН-БашНИПИнефть», ПАО НПП ВНИИГИС, Башкирским ГУ, Уфимским ГНТУ и Тюменским индустриальным университетом.

На пленарном заседании и 2-х секциях: «Геология. Бурение скважин», «Добыча. Ремонт скважин. Моделирование. Интерпретация» было заслушано 32 доклада и презентации. В центре внимания участников конференции стал доклад «Модернизация геофизического комплекса России и его возврат на мировой сервисный рынок» ведущих геофизических сообществ МОО ЕАГО, АИС и НО «Союзнефтегазсервис», представленный первым вице-президентом ЕАГО В.В. Лаптевым. Главным смыслом доклада и конференции в целом стала тема возврата российских компаний на мировой рынок нефтегазового сервиса. В советское время сервисные предприятия Миннефтепрома, Мингазпрома и Мингео СССР активно работали на суше и шельфе в десятках нефтегазодобывающих стран на всех континентах, контролируя примерно 15% мирового сервисного рынка. В начале 90-х годов сервисный комплекс лишился поддержки нефтегазовых компаний и государства, подвергся дезинтеграции и приватизации, в нефтегазовых компаниях вдруг оказался «непрофильным активом» и вступил на собственной российской территории в жесткую конкурентную борьбу за выживание с лидерами мирового сервисного рынка – компаниями США. Понадобилось 30 лет, чтобы российский сервисный комплекс установил надежный контроль на внутреннем рынке, однако позиции на мировом удержать не удалось, пришлось его покинуть. Потери России от упущенной выручки на мировом рынке за это время оцениваются в 1 трлн долларов США. В докладе обоснована технология поэтапного ввода российских сервисных мощностей на мировой рынок при активной поддержке отечественных нефтегазовых компаний и государства. Геофизическими сообществами разработан и представлен в Минэнерго План мероприятий («дорожная карта») по модернизации геофизического комплекса Российской Федерации. Из-за проблем, связанных

с пандемией, утверждение данной программы в Минэнерго России ожидается в 2022 году. По оценкам авторов доклада, реализация «дорожной карты» позволит к 2025 году поднять долю России на мировом рынке сервиса до 10%, а выручку отечественных сервисных компаний до уровня 25–30 млрд долларов США.

В представленных затем докладах ведущих научно-технологических и приборостроительных компаний: Группы компаний ВНИИГИС, ООО НПП ГА «Луч», ООО «НПП Энергия», «Schlumberger-Россия», ООО «Нефтегазгеофизика», ООО «ОйлГИС», ООО «ТНГ-Групп», НПО «Союзнефтегазсервис», ООО «РН БашНИПИнефть», ООО «Новтек. Новые технологии», ООО «Геотех-сервис», ООО «Промгеофизсервис» были приведены новейшие образцы созданной в России геофизической техники, программного обеспечения, технологий геофизических работ. Мощности перечисленных выше компаний в состоянии обеспечить потребности отечественных сервисных предприятий в этой конкурентоспособной технике для работы на внутреннем и мировом рынках. Как отметил в своем докладе М. Ахундов («Schlumberger-Россия»), за время операционной деятельности корпорации в России $10 млрд уже инвестировано в инфраструктуру, в развитие производственных мощностей, в локализацию оборудования. Сейчас Schlumberger занимается, в частности, локализацией такого компонента бурового оборудования, как компоновка низа бурильной колонны (КНБК). В серийном производстве есть все элементы КНБК в различной стадии локализации и разработки, включая высокотехнологичные геофизические приборы каротажа во время бурения.

Концепция создания Российского геофизического центра метрологии и сертификации детально изложена в совместном докладе УГНТУ, ФБУЦСМ РБ, ЦМИ «Урал-Гео», ФГБУ РЭА Минэнерго России, представленном В.М. Лобанковым Такой Центр обеспечения единства геофизических измерений позволит контролировать точность измерения параметров пластов и скважин, осуществлять сертификацию отечественной и зарубежной геофизической техники, обеспечить контроль недропользователей по плановым показателям извлечения нефти и газа, а также проводить независимый аудит компетенции сервисных геофизических компаний. Роль стандартизации при модернизации геофизического комплекса ГИС нашла отражение в докладе, представленном О.В. Горбатюком (РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина).

Уникальный опыт практического применения цифрового моделирования при разработке месторождений нефти и газа был представлен в докладах В.А. Байкова и О.Б. Кузьмичёва (ООО «РН БашНИПИнефть»). Бурный прогресс в этой области обусловливает все более жесткие требования к точности и эффективности геофизических исследований как важнейшему источнику исходных данных для моделирования месторождений и мониторингу процессов, происходящих при их разработке. Комплекс необходимых геофизических исследований, точность измерений теперь должны устанавливаться специалистами центров моделирования месторождений нефтегазовых компаний и фиксироваться в качестве корпоративного стандарта, обязательного к исполнению подрядными сервисными компаниями и тендерными службами. В докладах В.Ю. Турчанинова (НПО «Союзнефтегазсервис»), А.Т. Исмагилова («Schlumberger-Россия»), Д.И. Киргизова (ООО «ТНГ Групп») и В.Г. Мамяшева (ФБГУ ВО «Тюменский индустриальный институт») представлены результаты создания и использования цифровых платформ, искусственного интеллекта и нейронных сетей для обработки и интерпретации больших массивов геофизической информации при цифровом моделировании месторождений. На примере проекта, выполненного специалистами «Schlumberger-Россия», было продемонстрировано, как применение технологий машинного обучения и искусственного интеллекта для оценки качества и корректировки данных ГИС способно сократить временные затраты более чем в 7 раз с сохранением высокого качества результатов.

Новые достижения в области прострелочно-взрывных работ в скважинах нашли отражение в докладах А.А. Меркулова (АО «ВНИПИвзрывгеофизика»), М.Н. Крылова (ООО «Промперфоратор»), А.Н. Якуба (АО «БашВзрывТехнологии»).

В заключение от имени оргкомитета конференции благодарю руководство и специалистов Минэнерго РФ, ПАО «НК «Роснефть», ПАО АНК «Башнефть», ведущих российских сервисных и приборостроительных геофизических компаний, а также коллег из «Schlumberger-Россия» за поддержку и участие в работе конференции. С аудио-и видеозаписью докладов, более подробной информацией о конференции можно ознакомиться на сайте оператора конференции ООО «НовТек-Бизнес» www.novtekbusiness.com.

Председатель оргкомитета конференции В.В. Лаптев

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

Событие
Стоп-кадры 22-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы»

Event
Screenshots of the 22nd International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference

The Society for Professionals in Energy

Society of Petroleum Engineers

Российская нефтегазовая техническая конференция SPE

18–20 октября 2022

Цифровое деловое пространство (ЦДП)
Москва, Россия

Подача работ открыта

Подайте реферат до 9 марта 2022

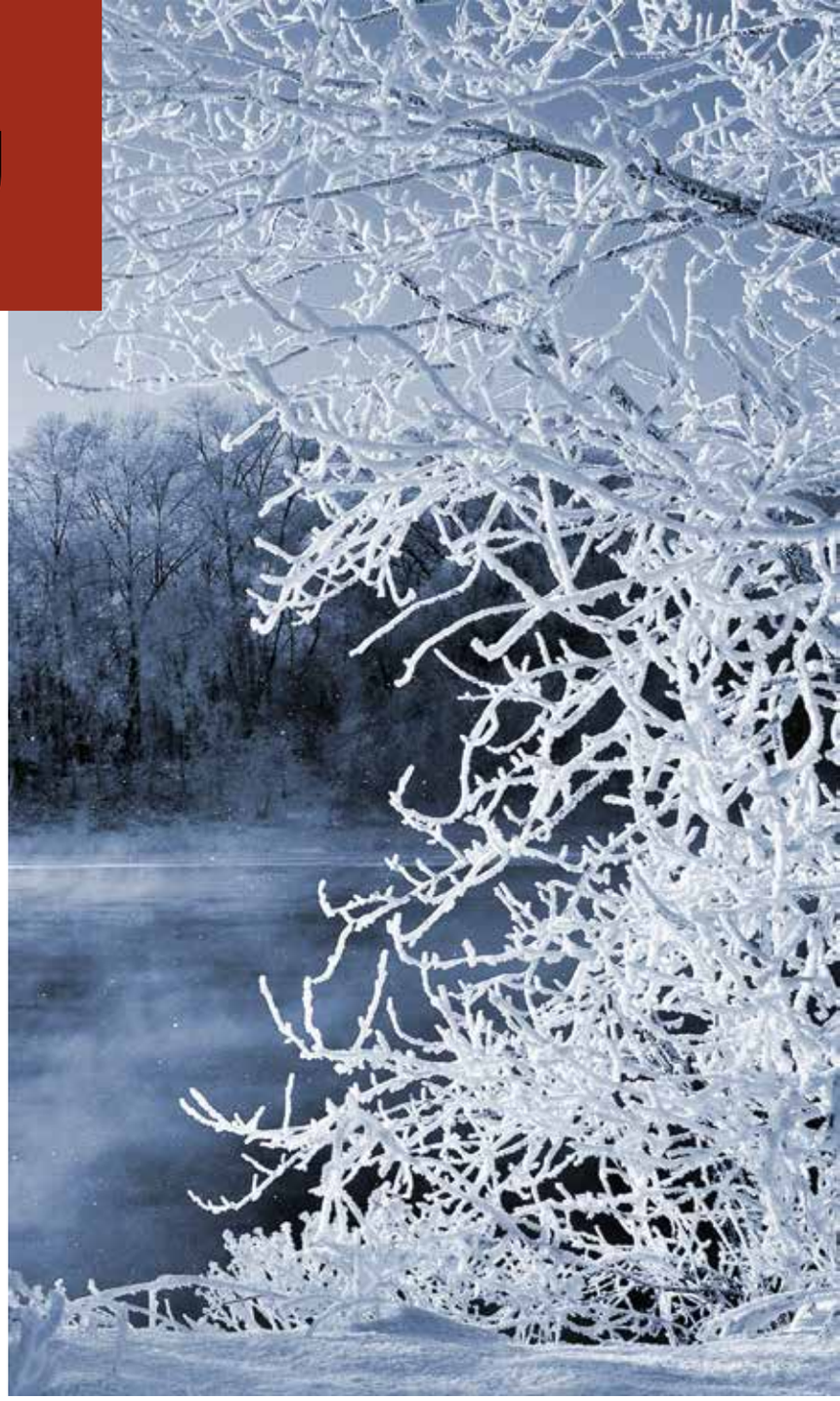
Подробная информация: go.spe.org/22rptc-ct

Медиаплан распространения журнала «Время колтюбинга. Время ГРП» на отраслевых мероприятиях в 2022 году

ВК № 4/78, декабрь-2021

Мероприятие	Дата проведения	Страна, город
International Hydraulic Fracturing Technology Conference & Exhibition	11-13.01.2022	Оман, Мускат
SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition	01-03.02.2022	USA, The Woodlands, Texas
International Drilling Conference and Exhibition	08-10.03.2022	США, Техас, Галвестон
16-я конференция «Снабжение в нефтегазовом комплексе», Нефтегазснаб-2022	17.03.2022	Россия, Москва
16-я межрегиональная специализированная выставка «Газ. Нефть. Новые технологии – Крайнему Северу»	17-18.03.2022	Россия, Волгоград
SPE/ICoTA Well Intervention Conference and Exhibition	22-23.03.2022	USA, The Woodlands, Texas, The Woodlands Waterway Marriott & Convention Center
Extreme Well Intervention	24-25.05.2022	ОАЭ, Абу-Даби

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$.

Иван Пирч – директор ООО «Время колтюбинга»;
Артем Грибов – директор по развитию ООО «Время колтюбинга» (artem.gribov@cttimes.org).

Редакция: **Рон Кларк** – почетный редактор (rc@cttimes.org);
Галина Булыка – главный редактор (halina.bulyka@cttimes.org);
Сергей Масленицин, **Христина Булыко**, **Светлана Лысенко** – переводчики;
Наталья Михеева – выпускающий редактор;
Марина Куликовская – маркетинг и реклама (advert@cttimes.org);
Людмила Гончарова – дизайн и компьютерная верстка;

Ivan Pirch – Director of Coiled Tubing Times LLC;
Artem Gribov – Development Director of Coiled Tubing Times LLC (artem.gribov@cttimes.org).

Editorial Board: **Ron Clarke** – Honorary editor (rc@cttimes.org);
Halina Bulyka – Editor-in-chief (halina.bulyka@cttimes.org);
Sergey Maslenitsin, Christina Bulyko, Svetlana Lysenko – translators;
Natallia Mikheyeva – Managing editor;
Marina Kulikovskaya – Marketing and advertising (advert@cttimes.org);
Ludmila Goncharova – Design & computer making up;

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.

Российское отделение Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам

Russian Chapter of the Intervention and Coiled Tubing Association

ICOTA РОССИЯ

Контактная информация

Пыжевский переулок, 5, строение 1, офис 224
Москва 119017, Российская Федерация
Телефон: +7 499 788 91 24; +7 (916) 512 70 54
Факс: +7 499 788 91 19
E-mail: info@icota-russia.ru

Contact information

5/1 Pyzhevsky lane, Suite 224
119017 Moscow, Russian Federation
Telephone: +7 499 788 91 24; +7 (916) 512 70 54
Fax: +7 499 788 91 19
E-mail: info@icota-russia.ru

www.icota-russia.ru

Колтюбинговое, азотное и насосное оборудование

Coiled tubing, nitrogen and pumping equipment

Оборудование для ГРП

Fracturing equipment

Республика Беларусь, 220033, г. Минск, ул. Рыбалко, 26, к. 17/432

Тел.: +375 (17) 298 24 17, факс: +375 (17) 368 30 26

26 Rybalko Str., Minsk, Belarus, 220033

Tel: +375 (17) 298 24 17, Fax: +375 (17) 368 30 26

QMS REGISTERED

API Spec Q1 Registered

Certified Management System ISO 9001

Fidmash | NOV Completion & Production Solutions

fidmashsales@nov.com

fidmashnov.by