

Coiled tubing

ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА
ВРЕМЯ ГРП *Times*

издается с 2002 года / has been published since 2002

4 (074), Декабрь / December 2020



www.cttimes.org



ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ: ТЕХНОЛОГИИ ГРП КРИТИЧЕСКИ ВАЖНЫ

IMPORT SUBSTITUTION: HYDRAULIC FRACTURING TECHNOLOGIES ARE HIGHLY IMPORTANT

РАЗВИТИЕ КЛАСТЕРНОГО ГРП ПО ТЕХНОЛОГИИ PLUG & PERF

CLUSTER FRACTURING DEVELOPMENT USING PLUG & PERF TECHNOLOGY

ТЕЗИСЫ КОНФЕРЕНЦИИ ПО КОЛТЮБИНГОВЫМ ТЕХНОЛОГИЯМ И ВНУТРИКВАЖИННЫМ РАБОТАМ SPE/ICOTA 2020 (ЧАСТЬ 2)

SPE/ICOTA COILED TUBING & WELL INTERVENTION CONFERENCE 2020 ABSTRACTS (PART 2)

ГРУППА ФИД ВЫПУСТИЛА НОВУЮ ДВУНАСОСНУЮ ЦЕМЕНТИРОВОЧНУЮ УСТАНОВКУ

КОНТРОЛЬ СОСТОЯНИЯ ГНКТ. РАСШИРЕНИЕ ВОЗМОЖНОСТЕЙ ДЕФЕКТОСКОПА ГНКТ ДТ2

ТЕХНОЛОГИИ, КОТОРЫЕ ИЗМЕНЯТ МИР



74



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



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

**The 22th 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 2021 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, 2021,
Russia, Moscow, Novotel Moscow City Hotel
(Presnenskaya emb. 2, "Delovoy Tsentr"/
"Vystavochnaya" metro station)**

Conference topics:

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

КОНТАКТЫ / CONTACTS:

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



ПРЕДСЕДАТЕЛЬ РЕДАКЦИОННОГО СОВЕТА

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

РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ

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

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

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

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

Г.А. Булыка, главный редактор журнала;

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

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

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

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

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

Р. Кларк, почетный редактор журнала;

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

Е.Б. Лапотенцова;

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

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

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

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

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

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

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

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

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

ИЗДАТЕЛЬ

ООО «Время колтюбинга»

ЖУРНАЛ ПОДГОТОВЛЕН К ВЫПУСКУ

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

АДРЕС РЕДАКЦИИ

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

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

Тираж: 6000 экз. Первый завод: 1000 экз.

Журнал зарегистрирован Федеральным агентством по печати и массовым коммуникациям РФ.

Регистрационный номер ПИ № ФС 77-55830 от 30.10.2013.

PRESIDENT OF EDITORIAL BOARD

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

EDITORIAL BOARD

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

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

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

H. Bulyka, Editor-in-Chief;

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

R. Clarke, Honorary Editor;

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

A. Korotchenko, Director, InTech, LLC;

A. Lapatsentava;

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

A. Ovsiankin, Managing Director, Packer Service LLC;

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

PUBLISHER

Coiled Tubing Times, LLC

JOURNAL HAS BEEN PREPARED FOR PUBLICATION

by Editorial Board of Coiled Tubing Times Journal.

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

ADDRESS OF EDITORIAL OFFICE

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

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

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

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

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

Registration number ПИ № ФС 77-55830 dated 30.10.2013.

СЛОВО РЕДАКТОРА

Друзья, мы сделали невозможное! 21-я Международная научно-практическая конференция «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы» состоялась! Она прошла в двух форматах – онлайн и офлайн – в Москве, в уже привычном нашей аудитории гостеприимном «Новотеле Москва Сити». Я с азартом и радостью наблюдал из-за океана за тем, как одни коллеги выступали в зале, а другие – на экране. Технические средства и возможности глобальной паутины позволили нам осуществить полноценный обмен мнениями, о котором могли только мечтать средневековые маги, глядя в многократные отражения своих колдовских зеркал.

Технологии не стоят на месте, отрасль развивается, несмотря на пандемию, турбулентность нефтяных цен и бог знает что еще. Нас не сломить, потому что мы сильные! Насыщенная программа конференции включала информацию о новейших достижениях нефтегазового сервиса, за что отдельное спасибо одному из организаторов конференции – ICoTA-Россия, сумевшему собрать таких замечательных докладчиков. Похоже, что и двойной формат мероприятия в немалой степени этому поспособствовал, поскольку физическое присутствие лектора в зале вдруг перестало быть единственно возможным. Заокеанские коллеги не только выступали с докладами с экрана, но и в режиме реального времени отвечали на вопросы зала. Отдельное спасибо им за раннее утреннее пробуждение в связи с несовпадением часовых поясов!

Благодарю и второго организатора конференции – журнал «Время колтюбинга. Время ГРП», редакция которого собрала ключевую информацию всех 34 докладов и готова будет предоставить ее в печатном виде в «ВК» № 75 – первом номере наступающего 2021 года.

А в этом выпуске («ВК» № 74), который вы держите в руках или скачали с сайта www.cttimes.org, обратите внимание на вторую часть тезисов докладов из Вудлендса. Там много отсылок к работам, пока не имеющим аналогов в России и СНГ. Возможно, какие-то идеи направят вас на путь импортозамещения, которое стало очень актуальным в России. Настолько актуальным, что мы посвятили этой теме обзорную статью в разделе «Перспективы».

Также интересна публикация от компании «Белоруснефть» о развитии кластерного ГРП по технологии Plug & Perf. Компания достигла в использовании этой технологии больших успехов! А меня лично не перестает удивлять, как еще пяток лет назад бывшие эксклюзивными технологии становятся широко используемыми, а потом – и рутинными, что, однако, не делает их легко осуществимыми. Всё это значит, что поднимается общий технологический уровень нефтегазового сервиса, и свою лепту в этот процесс вносят такие конференции, как наша московская. Кстати, приглашаю вас на 22-ю встречу. Она состоится обязательно, если уж в этом адском году состоялась 21-я.

Заканчивается год, очень тяжелый год. Я надеюсь, что наступающий 2021 год принесет всем нам облегчение от нынешних тягот, что он не станет годом тяжелых потерь. Желаю всем вам здоровья – это теперь самое главное! Бодрости духа, неугасимой надежды, веры в себя и в тех, кто рядом!

Рон Кларк

EDITORIAL

My dear friends, we have done the impossible! The 21-st International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference has taken place! It was held in two formats, both online and offline in Moscow, at the welcoming Novotel Moscow City which has already become a traditional venue for our audience. I was happy and excited to watch from across the ocean my colleagues delivering their reports whether in the auditorium, or on the screen. The technical means and capacities of the global network helped us to ensure a comprehensive discussion, an achievement which medieval magicians could only dream of looking at the multiple reflections in their magic glasses.

Technologies are always on the go and the industry keeps developing in spite of the pandemic, turbulent prices and heaven knows what else. We are not to be broken because we are strong! The busy agenda of the conference comprised information on the most recent achievements of oil and gas service, and we say a special thanks for that to ICoTA-Russia, one of the conference hosts which managed to gather such brilliant speakers. The double format of the event seems to have contributed to a great extent to its success as, all of a sudden, the physical presence of a speaker proved to be an option but not a must. Apart from delivering reports from the screen, overseas colleagues also answered online the questions asked by the audience. And we are truly thankful for the necessity to wake up in the early morning hours because of the lag time between the time zones!

I am also thankful to the other conference host, the Coiled Tubing Times journal, whose editorial board compiled the key messages of all the 34 reports and is ready to publish them in *CTT* No. 75, the first issue of the coming 2021.

As for the issue (*CTT* No. 74) you hold in your hands or have downloaded from www.cttimes.org, please, pay attention to the second part of the reports from the Woodlands. It contains a number of references to the works which have no rivals in Russia and the CIS so far. Some of them may give you the idea of import substitution which has become highly relevant in Russia. The relevance is so high that we made it the subject of our article published in the Prospects column.

Cluster Fracturing Development Using Plug & Perf Technology, an article by Belorusneft on the evolution of cluster fracturing based on Plug & Perf technology, is also noteworthy. The company has made good progress in applying this technology! As for me, I can't help feeling impressed that the technologies which used to be exclusive as far back as five years ago, first come into common use and then become part of everyday routine, although still hard to implement. It means that the overall technology level of oil and gas service is going upwards, and such events as our Moscow conference contribute to the process. In fact, I would like to invite you to the 22nd meeting. It will be held by all means since, even in this pandemoniac year, we made it possible to conduct the conference for the 21st time.

We are close to seeing out this year, an extremely challenging year. I hope that the coming 2021 will bring relief soothing down the current distress and that it will not be another year of grievous losses. I wish everybody good health, which is the most essential value today! May we all remain cheerful, alive with hope and charged with confidence in ourselves and those beside us!

Ron Clarke

ПЕРСПЕКТИВЫ

- 6** 21-я Международная научно-практическая конференция «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы»
- 10** Импортозамещение: технологии ГРП критически важны

ТЕХНОЛОГИИ

- 22** **Д.В. Воробьев, В.В. Марченко, Д.А. Закружный, К.Е. Алексеев** Развитие кластерного ГРП по технологии Plug & Perf
- 38** Тезисы Конференции по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам SPE/ICoTA 2020 (часть 2)
- 38** **Секция 9.** Электронные стендовые доклады для обмена знаниями V
- 39** **Секция 10.** Электронные стендовые доклады для обмена знаниями VI
- 41** **Секция 11.** Электронные стендовые доклады для обмена знаниями VII
- 42** **Секция 12.** Разработки, применение и решения на кабеле
- 51** **Секция 13.** Повышение эксплуатационной эффективности, безопасности для персонала, окружающей среды и контроля скважин
- 58** **Секция 14.** Решения для горизонтальных и многоствольных скважин

ИННОВАЦИИ

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

ОБОРУДОВАНИЕ

- 72** Группа ФИД выпустила новую двунасосную цементировочную установку

- 74** **Сергей Атрушкевич** Контроль состояния ГНКТ. Расширение возможностей дефектоскопа ГНКТ ДТ2

ПРАКТИКА

- 76** «ИВА СЕРВИС»: Опыт, создающий результат!

КОНФЕРЕНЦИИ И ВЫСТАВКИ

- 78** VII Международная (XV Всероссийская) научно-практическая конференция «Нефтепромысловая химия»

НЕФТЕПРОМЫСЛОВАЯ ХИМИЯ

- 82** Отдельные тезисы докладов VII Международной (XV Всероссийской) научно-практической конференции «Нефтепромысловая химия»

МАТЕРИАЛЫ

- 90** Проппанты

ВЕКТОР РАЗВИТИЯ

- 94** Технологии, которые изменяют мир

НА ПУТИ С НОВЫМ

PROSPECTS

- 10** Import Substitution:
Hydraulic Fracturing
Technologies Are Highly
Important

TECHNOLOGIES

- 22** Denis Vorobyov, Vladimir
Marchenko, Denis Zakrzhny,
Konstantin Alekseev
Cluster Fracturing
Development Using
Plug & Perf Technology

- 38** SPE/ICoTA Coiled Tubing
& Well Intervention
Conference 2020 Abstracts
(Part 2)

- 38** *Session 9:* Knowledge
Sharing ePosters V

- 39** *Session 10:* Knowledge
Sharing ePosters VI

- 41** *Session 11:* Knowledge
Sharing ePosters VII

- 42** *Session 12:* Wireline
Developments,
Applications, and Solutions

- 51** *Session 13:* Improving
Operational Efficiency,
HSE, and Well Control

- 58** *Session 14:* Horizontal and
Multilateral Solutions

NEW YEAR!
ГОДОМ!

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



При поддержке Министерства энергетики РФ

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

Она прошла в очном формате 26–27 ноября 2019 года в Москве в гостинице «Новотель Москва Сити» и транслировалась в сети Интернет, так что онлайн в ее секциях насчитывалось практически вдвое больше участников, чем офлайн. Соотношение к 100+ в Сети к 50 в зале. В условиях пандемии были предприняты все возможные меры защиты: хорошая вентиляция зала, специальная рассадка, учитывающая требования социального дистанцирования, использование средств индивидуальной защиты.

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.

Спонсорскую поддержку оказали: Группа ФИД и NOV Fidmash (золотые спонсоры), компания «Шлюмберже» (серебряный спонсор), ESTM и ООО «Пакер Сервис» (спонсоры), СЗАО «Новинка» (спонсор отдельной секции).

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. И нынешний год не стал исключением, несмотря на фактор пандемии.

Проблематика конференции неизменно фокусируется на таких темах, как:

- 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.).

В 21-й встрече приняли участие делегаты из разных регионов Российской Федерации, США, Китая, Турции, Беларуси, Германии, ОАЭ. Они представляли 78 структур, в том числе компании «Газпром», «Газпромнефть НТЦ», «Пакер Сервис», «Татнефть», «Шлюмберже», «ТаграС-РемСервис», «ФракДжет-Волга», Weatherford, Baker Hughes, «Белоруснефть», «Мекаминетфть», ПКФ «ГИС Нефтесервис», «ИВА СЕРВИС», Группа ФИД, NOV Fidmash, NOV Quality Tubing, NOV «Евразия», NOV Oilfield Services Vostok, BP Russia, Baker Huges, «КОМГАЗ», СЗАО «Новинка», «РИАТ», «ОЙЛ ЭНЕРДЖИ», НПФ «Пакер», Schoeller-Bleckmann Darron Russia, CoilDRILLING Consultancy, «Ижнефтемаш», НК «Югранефтепром», «ВеллПроп», The WellBoss Company, Uni-Arab Engineering & Oilfield Services, ESTM, SHINDA, Tenaris, «Джерри-Нефтегазовое оборудование» и др.

Конференцию открыл председатель ICoTA-Россия, к. т. н. Константин Бурдин: «Рад приветствовать участников очередной, 21-й, конференции, которая проходит в двух форматах в очень сложное время. Нынешний год стал испытанием для всех нас: и для сервисных компаний, и для производителей техники и гибких труб, и для добывающих компаний. Хотя в последнее время нефтяные цены несколько отыгрывают позиции, никто не возьмется прогнозировать, как долго сохранится эта тенденция. Технологии не стоят на месте, и в

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



При поддержке Министерства энергетики РФ

предстоящие два дня мы услышим множество интересных докладов».

Программа 21-й конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы» оказалась максимально насыщенной. Двойной очно-заочный формат позволил коллегам из-за океана полноценно озвучить свои сообщения и ответить на вопросы аудитории. Часть докладов была записана заранее, вопросы по ним собраны и адресованы авторам, но основная часть программы была озвучена в зале с трибуны конференции. Программа включала шесть секций, вместивших 34 доклада. Велся синхронный перевод.

Первую секцию открыло выступление руководителя аналитической группы RPI Research & Consulting Вадима Кравеца «Сценарный прогноз развития российского нефтесервисного рынка, включая его сегменты – колтюбинг и ГРП», в котором было изложено видение всего нефтесервисного рынка и, в частности, его специализированных сегментов колтюбинга и ГРП. Аналитиками RPI в условиях неустойчивости рынка, исходя из основного показателя – цены на нефть – были разработаны три сценария: оптимистический, нейтральный и негативный. Было отмечено, что неустойчивое положение на добычном рынке сохранится в достаточно большой среднесрочной перспективе. Особое внимание докладчик обратил на то обстоятельство, что нефтесервисный рынок стал четко рынком заказчика, причем ценовое давление постоянно растет. Возможное сжатие рынка грозит усложнением в работе независимых сервисных компаний, причем с рынка будут вытесняться те сервисные компании, которые не смогут предложить прогрессивные технологии.

Упавший в 2019 году сегмент КРС потянул за собой и сегмент колтюбинга. При нейтральном сценарии некоторое падение количества колтюбинговых операций будет наблюдаться до 2022 года, при оптимистическом восстановление рынка произойдет в 2021 году, при негативном

Программа включала шесть секций, вместивших 34 доклада.

Нефтесервисный рынок стал четко рынком заказчика, причем ценовое давление постоянно растет.

падение может продлиться до 2023 года. Основным драйвером рынка могут стать операции МГРП. В 2019 году рынок ГРП, если разложить его на подсегменты, немного вытянул ГРП на переходном фонде, в количественном

соотношении упали операции одностадийного ГРП в наклонно-направленных скважинах, но очень сильно вырос, особенно в ценовом отношении, сегмент МГРП. Поэтому можно предположить, что сегмент МГРП и дальше будет тянуть вверх весь этот рынок, в том числе за счет ввода горизонтальных скважин, на которых и будет производиться гидроразрыв. При оптимистическом сценарии на сегмент ГРП в 2030 году придется в денежном выражении более 80% всего нефтесервисного рынка. При негативном сценарии рост будет значительно скромнее, причем большое влияние способен оказать возможный демпинг со стороны китайских компаний, которые могут появиться на рынке.

Портфель докладов конференции можно условно разделить на три раздела: технологии, оборудование, непосредственно гибкая труба. Главный фокус программы был традиционно направлен на прогрессивные технологии, представление которых прошло под эгидой инженерного сообщества ICoTA-Россия.

Эксперт Центра компетенций по технологиям строительства и ремонта скважин блока экспертизы и функционального развития

ООО «Газпромнефть НТЦ» Сергей Симаков выступил с докладом «Кислотоструйное туннелирование с ГНКТ в периметре Компании». Директор по развитию бизнеса ООО «Пакер Сервис» Кичигин Анатолий рассказал

об интегрированном подходе к решению геологических вызовов, а главный технолог службы ГРП той же компании – о комбинировании альтернативных жидкостей ГРП.

Главный инженер ООО «ТаграС-РемСервис» предприятия «АктюбинскРемСервис» Ирек Адылгареев и главный конструктор – первый

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



При поддержке Министерства энергетики РФ

заместитель директора СЗАО «Новинка» (Группа ФИД) Сергей Атрешкевич выступили с совместным докладом «Ориентированное бурение боковых ответвлений».

Целый ряд проблем осветили представители компании «Шлюмберже». Ерлан Иссабеков предложил эффективную диагностику скважин для улучшения продуктивности. Владимир Степанов выступил с докладом «Проливая свет на работы с ГНКТ в скважинах с многостадийным заканчиванием». Руستم Сунагатов на основе анализа примера работ, проведенных на Ближнем Востоке, рассказал об успешном извлечении колонны, установленной для технологии Velocity String. Ильяс Ислямов и Алексей Сергеев представили опыт ГНКТ и ГРП компании: Премиум Порт – базовую технологию для эффективной разработки Чепакковского месторождения.

Большие успехи в продвижении технологий ГРП демонстрирует компания «Белоруснефть», о чем доложили ее представители Владимир Марченко и Денис Закружный, представив с трибуны конференции развитие кластерного ГРП по технологии Plug & Perf. Директор по развитию бизнеса ООО «Ойл Энерджи» Егор Михалицын рассказал о поведении растворимых сплавов и изделий из них в забойных условиях.

Сотрудник компании Tenaris Coiled Tubes Хорхе Бунге ознакомил присутствующих с успешной реализацией фрезерования пробок в первых нетрадиционных горизонтальных газовых скважинах при высоких давлениях до 15 000 psi и высоких температурах в ОАЭ. «Колтюбинг повышенной надежности – как повреждения от проскальзывания трубы влияют на срок ее службы?» – так назывался доклад Скотта Шермана, технического директора Nexus Energy Technologies. Специалист в области

С рынка будут вытесняться те сервисные компании, которые не смогут предложить прогрессивные технологии.

Основным драйвером рынка могут стать операции МГРП.

Главный фокус программы был традиционно направлен на прогрессивные технологии, представление которых прошло под эгидой инженерного сообщества ICoTA-Россия.

инноваций, эксперт по интеллектуальным устьевым системам Чад Ван Бускерк выступил с докладом «Будущее уже наступило. Эффективное использование и безопасность на участке ГРП –

Автоматизированный участок ГРП».

Большой интерес слушателей вызвало прекрасно построенное выступление Юсефа Чаари, представлявшего CoilDRILLING Consultancy,

«Колтюбинговое бурение: как интеграция технологий колтюбингового бурения и внутрискважинных работ станет новой нормой для нефтегазовой отрасли».

Об успешном преодолении ограничений небольших платформ при колтюбинговых операциях рассказал технический менеджер по ГНКТ, Pressure Pumping International, Baker Hughes Стивен Крейг.

Высокопродуктивному оборудованию для осуществления технологий ГНКТ и ГРП, как только выводимому на рынок, так

и усовершенствованному, уже прекрасно себя зарекомендовавшему, была посвящена значительная часть программы конференции. Ряд

докладов представила Группа ФИД, объединяющая российские и белорусские предприятия – ведущие производители оборудования для нефтегазового сервиса в ЕАЭС. Коммерческий директор компании Павел Лактионов выступил со стратегическим докладом «Группа ФИД – вчера, сегодня, завтра». Комплексный подход к ГНКТ осветили Сергей Сергиеня, главный конструктор

управления перспективных технологий компании, и Юрий Белугин, заместитель директора по маркетингу и продажам СЗАО «Новинка» (Группа ФИД). Решения Группы ФИД для высокорасходного ГРП представил главный конструктор компании Роман Щербин. О контроле состояния

ГНКТ и расширении возможностей дефектоскопа ДТ2 рассказал главный конструктор – первый заместитель директора СЗАО «Новинка» (Группа

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



При поддержке Министерства энергетики РФ

ФИД) Сергей Атрушкевич.

С докладом «FIDMASH NOV. Технологии и развитие» выступил Виктор Ерченко, начальник управления продаж и продвижения продукции компании.

О разработке скважинного гидравлического трактора рассказал руководитель инженерно-технического центра ООО «ФракДжет-Волга» Олег Воин.

Специализированное устьевое оборудование для ГРП, МГРП и колтюбинга от ООО ПК «АНЕКО» представил Артём Андрущенко.

С модульными мобильными воздуходелительными установками от ООО «КОМГАЗ» ознакомил

присутствующих директор предприятия Дмитрий Лузянин. Забойные двигатели для колтюбинга презентовал менеджер по развитию бизнеса Schoeller-Bleckmann Darron Russia Денис Лукьянов.

«Спецтехника из Татарстана. Спецшасси КАМАЗ/РИАТ для оборудования ГРП и ГНКТ» – с таким докладом выступил заместитель генерального директора ОАО «РИАТ» Евгений Бондаренко.

Инструменты для многостадийного ГРП представил Чад Гибсон, ответственный исполнитель The WellBoss Company. Ростислав Артемюк, директор по развитию ООО «Нефтемаш», рассказал о производстве и модернизации оборудования для гидроразрыва пластов. Директор по развитию направления продаж внутрискважинного оборудования АО «Римера» Дмитрий Мазурец озвучил доклад «Ижнефтемаш: Импортозамещение как стратегия развития закачивания российских скважин».

Усовершенствованию производства основного инструмента колтюбинговых технологий – гибкой трубы и выходу на рынок новых ее видов были посвящены доклады известных производителей этого вида продукции. Руслан Салдеев, директор по продажам ООО «ЭСТМ», рассказал об освоении компанией новых видов продукции. «Апгрейд до первого класса уровня: Новое оборудование от предприятия SHINDA» представил генеральный директор Россия и страны СНГ, SHINDA (TANGSHAN) CREATIVE OIL & GAS EQUIPMENT CO.,

ITD Павел Егоров. О непрерывных инновациях, ведущих к дальнейшим успехам в производстве гибких насосно-компрессорных труб, рассказали Кевин Эллиотт, директор по продуктовой линейке, и Джон Олбоу, инженер по продукту, представлявшие компанию NOV Quality Tubing. Менеджер по продаже оборудования ООО «Джерри-Нефтегазовое оборудование» Константин Покрепин озвучил доклад «Трубы ГНКТ производства JASON».

Важное место в продвижении новых технологий на российский рынок занимает информационная поддержка этого процесса, в

Ряд докладов представила Группа ФИД, объединяющая российские и белорусские предприятия – ведущие производители оборудования для нефтегазового сервиса в ЕАЭС.

частности, обучающие семинары по ГНКТ, ГРП, направленному бурению, которые лекторы, приглашенные ICoTA-Россия, готовы провести для российских слушателей. Исполнительный директор ICoTA-Россия Артём Грибов рассказал об условиях участия в таких семинарах и конкурентных преимуществах, которыми они могут наделить отечественные компании. Завершая выступление, Артём Грибов сказал очень простые и очень точные слова: «Этот год для всех нас очень сложный, но вместе мы прорвемся!»

Нет сомнений, что мы прорвемся! Потому что в этом году нам удалось организовать и успешно провести практически единственную в отрасли очную конференцию, потому что вокруг мероприятия сплотилось ядро искренних приверженцев высокотехнологичного нефтегазового сервиса, просто потому что мы сильные.

Ждем вас на 22-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы», которая обязательно состоится осенью 2021 года.

Подробный отчет о 21-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы» и тезисы основных докладов будут опубликованы в научно-практическом журнале «Время колтюбинга. Время ГРП» № 75.

Импортозамещение: технологии ГРП критически важны

Import Substitution: Hydraulic Fracturing Technologies Are Highly Important

Проблема снижения зависимости российского нефтегазового комплекса от импортного оборудования, технологий и материалов существовала давно, но массовый старт импортозамещению был дан в 2014 году после введения западных санкций, запрещающих экспорт товаров, услуг и технологий, которые необходимы для глубоководной разведки и добычи нефти, разведки и добычи нефти в Арктике, а также проектов, связанных со сланцевыми углеводородами. Так или иначе санкции коснулись оборудования, предназначенного для осуществления высокотехнологичного нефтегазового сервиса.

В 2015 году Министерство энергетики РФ определило приоритетные направления импортозамещения. К наиболее срочным, требующим безотлагательного решения, были отнесены технологии гидроразрыва пласта (ГРП) и технологии наклонно-направленного бурения. Среднесрочными сочли программные средства для процессов бурения и добычи углеводородного сырья, разработку трудноизвлекаемых запасов, интегрированный сервис строительства скважин и др. К долгосрочным были отнесены шельфовые проекты и кольтюбинговые технологии (ГНКТ). Таким образом, в списке приоритетных направлений импортозамещения оказались обе главные темы нашего журнала – ГРП и кольтюбинг, правда, с разным статусом.

Наличие собственных технологий и оборудования – обязательное условие независимости от внешних политических решений и конкурентоспособности. Особенно с учетом того, что добыча углеводородов – это системообразующая отрасль российской экономики, которая обеспечивает более 20% ВВП и более 40% доходов федерального бюджета.

Планомерную политику, направленную на импортозамещение и повышение инвестиционной привлекательности отечественного ТЭК ведут две федеральные структуры: Минэнерго и Минпромторг.

С 2014 года, когда стартовала программа импортозамещения нефтегазовой отрасли, зависимость от импортного оборудования сократилась с 60 до 49% – таковы официальные данные Минпромторга. По словам главы

The problem of reducing the dependence of the Russian oil and gas complex on imported equipment, technologies and materials has existed for a long time, but a massive start to import substitution was given in 2014 after the introduction of the Western sanctions prohibiting the export of goods, services and technologies that are necessary for deep-sea oil exploration and production, exploration and production oil in the Arctic, as well as projects related to shale hydrocarbons. One way or another, the sanctions affected equipment designed for the implementation of high-tech oil and gas services.

In 2015, the Ministry of Energy of the Russian Federation identified the priority areas of import substitution. The most urgent, requiring an urgent solution, were the technologies of hydraulic fracturing (HF) and technologies of directional drilling.

В списке приоритетных направлений импортозамещения оказались обе главные темы нашего журнала – ГРП и кольтюбинг.

Both main topics of our journal – hydraulic fracturing and coiled tubing – were included in the list of priority areas of import substitution.

Software tools for drilling and production of hydrocarbons, development of hard-to-recover reserves, integrated well construction services, etc. were considered to be medium-term. Offshore projects and coiled tubing technologies (CT) were classified as long-term projects. Thus, both main topics of our journal – hydraulic fracturing and coiled tubing – were



министерства Дениса Мантурова, объем государственной поддержки развития отечественного нефтегазового машиностроения до 2024 года составит более 30 млрд рублей.

Минпромторгом РФ ведется работа по поддержке создания отечественного оборудования для разработки ГРИЗ и производства ГРП. Проектирование и локализация оборудования для трудноизвлекаемых запасов углеводородного сырья происходит, в частности, в рамках деятельности экспертной группы «Технологии, техника и сервис эксплуатации скважин, методов увеличения нефтеотдачи, гидравлического разрыва пласта (ГРП), разработки трудноизвлекаемых запасов». По оценке специалистов, общая потребность в обновлении парка флотов ГРП для обеспечения отрасли оценивается в 84 флота в 2019-2030 годах. В 2018 году было представлено обобщенное техническое задание на разработку флотов ГРП, которое согласовано 13 нефтесервисными и нефтегазодобывающими компаниями.

До вступления в силу программы импортозамещения 80% закупаемого российскими нефтяниками оборудования было импортным, по отдельным категориям показатель достигал 100%.

Но уже к 2018 году доля импортного оборудования в топливно-энергетическом комплексе упала в среднем до 53%, а доля импортного оборудования для увеличения нефтеотдачи, в том числе оборудования для бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин, снизилась до 61%. В целом по планам Минпромторга

Объем государственной поддержки развития отечественного нефтегазового машиностроения до 2024 года составит более 30 млрд рублей.

The volume of state support for the development of the domestic oil and gas engineering industry until 2024 will amount to more than 30 billion rubles.

Общая потребность в обновлении парка флотов ГРП для обеспечения отрасли оценивается в 84 флота в 2019-2030 годах.

The total need to update the hydraulic fracturing fleets to provide the industry is estimated at the quantity of 84 fleets.

included in the list of priority areas of import substitution, albeit with different status.

Having our own technologies and equipment is a prerequisite for independence from external political decisions and competitiveness. Especially considering that hydrocarbon production is a backbone branch of the Russian economy, which provides more than 20% of GDP and more than 40% of federal

budget revenues.

A systematic policy aimed at import substitution and increasing the investment attractiveness of the domestic fuel and energy complex is pursued by two federal structures: The Ministry of Energy and the Ministry of Industry and Trade of the Russian Federation.

Since 2014, when the oil and gas industry's import substitution program was launched, dependence on imported equipment has decreased from 60% to 49% – these are the official data of the Ministry of Industry and Trade of the Russian Federation. According to the head of the ministry Denis Manturov, the volume of state support for the development of the domestic oil and gas engineering industry until 2024 will amount to more than 30 billion rubles.

The Ministry of Industry and Trade of the Russian Federation is working to support the creation of domestic equipment for the development of hard-to-

recover resources and the production of hydraulic fracturing. Design and localization of equipment for hard-to-recover hydrocarbon reserves occurs, in particular, within the framework of the expert group "Technologies, equipment and service for well operation, enhanced oil recovery methods, hydraulic fracturing (HF), development of hard-to-recover reserves." According to experts, the total need to update the hydraulic fracturing fleets to provide the industry is estimated at the quantity of



России зависимость от импортного оборудования в нефтегазовой отрасли должна снизиться к концу 2020 года до 43%.

В 2018 году был создан Центр компетенций технологического развития ТЭК Минэнерго России, который объединил проекты нефтегазовых компаний по импортозамещению на базе одной площадки. Новый механизм необходим для сбора и внедрения инновационных разработок в нефтяной и газовой отраслях. Во главе Центра компетенций технологического развития встал Олег Жданев.

Импортозамещение по определению должно идти по пути развития отечественных конкурентоспособных продуктов и услуг там, где мировые аналоги уже имеются. Следует отметить, что у российских производителей появляется возможность не только предлагать собственные версии технологий и оборудования в сегментах нефтесервисного рынка, подпавших под санкции, но и разрабатывать инновационное оборудование, востребованное рынком.

Актуальным вопросом становится не прекращение импорта и кооперации, а вычленение ключевых технологий, влияющих на всю цепочку образования стоимости, и их воссоздание/локализация и дальнейшее развитие на территории России отечественными инжиниринговыми компаниями и научно-исследовательскими центрами.

Не решена проблема выстраивания интеграционных цепочек между наукой, испытательными и внедряющими структурами и финансовыми институтами.

Подобные цепочки нужны, чтобы решить одну из системных отраслевых проблем, когда каждая компания делает все самостоятельно, а в результате инициативы дублируются. В итоге сроки внедрения и коммерциализации продуктов увеличиваются. Еще одним барьером является слабое взаимодействие между потенциальными производителями. В результате, несмотря на наличие значительного научного задела, отсутствует четкое понимание потребностей потребителя. Консолидировать потребности отрасли и сформировать единый отраслевой заказ по приоритетным направлениям, таким как разработка оборудования для ГРП, и призван Центр компетенций технологического развития ТЭК Минэнерго России.

Как уже отмечалось, наиболее критична для поддержания объемов российской нефтедобычи технология гидравлического разрыва пласта (ГРП), поскольку она способна обеспечить



У российских производителей появляется возможность не только предлагать собственные версии технологий и оборудования в сегментах нефтесервисного рынка, подпавших под санкции, но и разрабатывать инновационное оборудование, востребованное рынком.

Russian manufacturers have the opportunity not only to offer their own versions of technologies and equipment in the oilfield service market segments that are subject to sanctions, but also to develop innovative equipment that is in demand by the market.

84 fleets in 2019-2030. In 2018, a generalized terms of reference for the development of hydraulic fracturing fleets was presented, which was approved by 13 oilfield service and oil and gas companies.

Prior to the entry into force of the import substitution program, 80% of equipment purchased by Russian oilmen was imported; in some categories, the figure reached 100%. But by 2018, the share of imported equipment in the fuel and energy complex dropped to an average of 53%, and the share of imported equipment for enhanced oil recovery, including equipment for drilling directional and horizontal wells, dropped to 61%. In general, according to the plans of the Ministry of Industry and Trade of the Russian Federation,

dependence on imported equipment in the oil and gas industry should decrease by the end of 2020 to 43%.

In 2018, the Technology Development Center for Energy Sector of the Ministry of Energy of the Russian Federation was created, which united the projects of oil and gas companies on import substitution on the basis of one site. A new mechanism is needed to collect and implement innovative developments in the oil and gas industries. Oleg Zhdaneev became the head of the Technology Development Center for Energy Sector.

Import substitution, by definition, should follow the path of development of domestic competitive products and services where there are already world analogues. It should be noted that Russian manufacturers have the opportunity not only to offer their own versions of technologies and equipment in the oilfield service market segments that are subject to sanctions, but also to develop innovative equipment that is in demand by the market.



устойчивую добычу на действующих месторождениях в геологических условиях России, где более 70% нефти находится в трудноизвлекаемых запасах. А модификации традиционного ГРП и все более широко применяющийся МГРП (многостадийный гидравлический разрыв пласта) обещают рост добычи на перспективных нетрадиционных месторождениях и обеспечение необходимой рентабельности при освоении открываемых геологами залежей. В России создан ряд технологий гидроразрыва пласта, но не столько для разработки сланцев, как в Америке, сколько для повышения коэффициента отдачи пласта. Метод ГРП в настоящее время обеспечивает в РФ более 40% дополнительной добычи нефти.

«Есть огромная часть нефтедобычи, которая напрямую зависит от технологии ГРП. Именно наличие данного оборудования оказывает наибольшее влияние на объемы нефтедобычи в стране. Но разработка и внедрение производства данной технологии в большей степени задача российского правительства и промышленности», – отмечает директор Энергетического центра бизнес-школы «Сколково» Татьяна Митрова. Однако пока работа в этом направлении ведется явно недостаточными темпами.

Российское оборудование для ГРП традиционно конкурировало с иностранным, в основном с европейским. Введенные санкции существенно ограничили возможности ввоза техники из Евросоюза, но при этом заметным игроком на рынке стал Китай, активно нарастивший объемы поставок относительно дешевой

Есть огромная часть нефтедобычи, которая напрямую зависит от технологии ГРП. Именно наличие данного оборудования оказывает наибольшее влияние на объемы нефтедобычи в стране.

There is a huge part of oil production that directly depends on hydraulic fracturing technology. It is the availability of this equipment that has the greatest impact on the volume of oil production in the country.

При выборе нефтесервисной компании для проведения ГРП заказчики ориентируются на уровень ее технической и технологической оснащенности.

When choosing an oilfield service company for hydraulic fracturing, customers are guided by the level of its technical equipment and technologies.

The pressing issue is not the termination of imports and cooperation, but the isolation of key technologies affecting the entire value chain, and their recreation/localization and further development in Russia by domestic engineering companies and research centers.

The problem of building integration chains between science, testing and implementing structures and financial institutions has not been resolved.

Such chains are needed to solve one of the systemic industry problems, when each company does everything independently, and as a result, initiatives are duplicated. As a result, the terms of implementation and commercialization of products increase. Another barrier is weak communication between

potential producers. As a result, despite the presence of significant scientific groundwork, there is no clear understanding of consumer needs. The Technology Development Center for Energy Sector of the Ministry of Energy of the Russian Federation is called upon to consolidate the needs of the industry and form a single industry order in priority areas, such as the development of equipment for hydraulic fracturing.

As already noted, the most critical for maintaining the volume of Russian oil production is hydraulic fracturing technology, since it is capable of ensuring

sustainable production at existing fields in the geological conditions of Russia, where more than 70% of oil is in hard-to-recover reserves. Modifications to traditional hydraulic fracturing and the increasingly widespread multi-stage hydraulic fracturing (MSHF) promise an increase in production at promising unconventional fields and ensure the necessary profitability in the development

и не всегда качественной продукции.

Заказчиками операций ГРП являются крупные нефтедобывающие компании, в первую очередь «Роснефть» и «Сургутнефтегаз», на долю которых приходится половина всего рынка. Динамика количества таких операций следует за состоянием экономики страны: в 2015–2016 годах произошло заметное падение рынка, затем он начал восстанавливаться. Необходимо также отметить, что успех операции ГРП не всегда гарантирован – крупные игроки, основываясь на своей статистике, заявляют о 98% результативных случаев. При этом сам результат также не поддается прогнозированию: объем среднесуточного увеличения дебита и временной интервал, в течение которого он будет наблюдаться, предсказать невозможно. Поэтому при выборе нефтесервисной компании для проведения ГРП заказчики ориентируются в первую очередь на уровень ее технической и технологической оснащенности, а также на успешный опыт проведения ГРП в прошлом.

В настоящий момент Россия занимает второе место в мире после США по ежегодно проводимому количеству ГРП на нефтегазовых месторождениях. Общий объем операций превысил отметку 6000 в год и имеет тенденцию к росту, что обусловлено истощением легкодоступных углеводородных ресурсов и увеличением сложности нефтедобычи на вновь открываемых скважинах.

По данным MegaResearch, в краткосрочной перспективе, от одного года до трех лет, наиболее привлекательными регионами на рынке услуг ГРП будут Тюменская область (вместе с ХМАО и ЯНАО) и Уральско-Поволжский регион (Татарстан, Башкирия, Самарская, Оренбургская области). Общий объем трудноизвлекаемых запасов здесь оценивается в 200 млрд тонн.

Флот ГРП представляет собой мобильный комплекс, включающий 10–20 крупногабаритных установок на грузовых шасси. В состав комплекса ГРП входят насосные дизельные или газотурбинные агрегаты, смеситель (блендер) для приготовления рабочих гелевых смесей, машина манифольдов, автоматизированная станция

Глава Минпромторга РФ Денис Мантуров уверен в том, что России необходимо создавать возможности для производства отечественных флотов ГРП, чтобы осваивать месторождения, находящиеся под санкциями, – арктический шельф и баженовскую свиту.

The head of the Ministry of Industry and Trade of the Russian Federation, Denis Manturov, is confident that Russia needs to create opportunities for the production of domestic hydraulic fracturing fleets in order to develop the fields under sanctions – the Arctic shelf and the Bazhenov formation.

of deposits discovered by geologists. In Russia, a number of hydraulic fracturing technologies have been created, but not so much for the development of shale, as in America, as for increasing the reservoir recovery factor. Hydraulic fracturing currently provides more than 40% of additional oil production in the Russian Federation.

“There is a huge part of oil production that directly depends on hydraulic fracturing technology. It is the availability of this equipment that has the greatest impact on the volume of oil production in the country. But the development and implementation of the production of this technology is to a greater extent the task of the Russian government and industry,” notes Tatyana Mitrova, director of the Energy Center of the Skolkovo business school. However, so far the work in this direction is being clearly insufficient.

Russian equipment for hydraulic fracturing has traditionally competed with the foreign, mainly European one. The imposed sanctions significantly limited the ability to import equipment from the European Union, but at the same time, China has become a significant player in the market, which has actively increased the volume of supplies of relatively cheap and not always high-quality products.

The customers of hydraulic fracturing operations are large oil producing companies, primarily Rosneft and Surgutneftegaz, which account for half of the entire market. The dynamics of the number of such transactions follows the state of the country's economy: in 2015–2016, there was a noticeable drop in the market, then it began to recover. It should also be noted that the success of a hydraulic fracturing operation is not always guaranteed – large players, based on their statistics, claim 98% of successful cases. At the same time, the result itself also cannot be predicted: the volume of the average daily increase in debit and the time interval during which it will be observed cannot be predicted. Therefore, when choosing an oilfield service company for hydraulic fracturing, customers are guided, first of all, by the level



контроля и управления и емкости для геля и пропантанта.

На сегодняшний день в России задействовано порядка 120 флотов ГРП, 80% которых выпущены десять и более лет назад и потребуют полной или частичной замены в ближайшие три-пять лет. При этом в целом по рынку действует около 90% оборудования импортного производства.

Глава Минпромторга РФ Денис Мантуров уверен в том, что России необходимо создавать возможности для производства отечественных флотов ГРП, чтобы осваивать месторождения, находящиеся под санкциями, – арктический шельф и баженовскую свиту.

Потенциальными отечественными производителями оборудования для ГРП могут стать такие компании, как ФНПЦ «Титан-Баррикады», «Бецема», РУС ГРП, Выборгский машиностроительный завод – судовое машиностроение, «Эпик 380», а также Группа ФИД (Республика Беларусь).

Разработка оборудования для ГРП будет поддержана на правительственном уровне. В докладе о целях и задачах Минпромторга России на 2019 год и основных результатах деятельности за 2018 год, представленном на годовой коллегии ведомства, указано, что Минпромторг России собирается стимулировать выпуск оборудования для добычи трудноизвлекаемых запасов нефти. Разработано постановление правительства Российской Федерации «Об утверждении Правил предоставления субсидий из федерального бюджета российским

Уровень локализации производства оборудования флота ГРП за исключением насосов высокого давления составляет 60–70% с возможностью повышения до 80% в ближайшие два-три года. Самым слабым местом является производство насосов высокого давления (максимальное рабочее давление 1000 атм.), уровень локализации которого составляет всего 20–40%. Это объясняется отсутствием российского двигателя внутреннего сгорания мощностью выше 1400 л. с. и соответствующих трансмиссий.

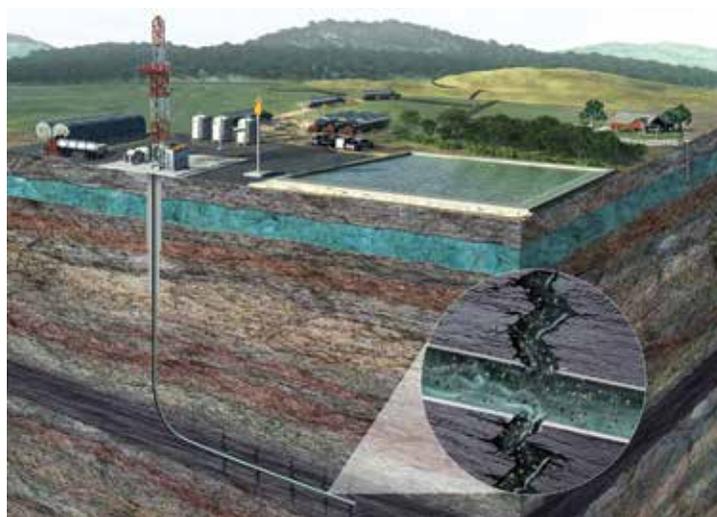
The level of localization of the production of hydraulic fracturing fleet equipment, with the exception of high pressure pumps, is 60–70% with the possibility of increasing to 80% in the next two to three years. The weakest point is the production of high pressure pumps (maximum working pressure 1000 atm.), The level of localization of which is only 20–40%. This is due to the lack of a Russian internal combustion engine with a capacity exceeding 1400 hp. and associated transmissions.

of its technical equipment and technologies, as well as the successful experience of hydraulic fracturing in the past.

At the moment, Russia ranks second in the world after the United States in terms of the number of hydraulic fracturing jobs performed annually in oil and gas fields. The total volume of operations exceeded 6.000 per year and is on an upward trend, driven by the depletion of readily available hydrocarbon resources and the increasing complexity of oil production at newly discovered wells.

According to MegaResearch, in the short term, from one to three years, the most attractive regions in the hydraulic fracturing market will be the Tyumen region (together with the Khanty-Mansi Autonomous Okrug and Yamalo-Nenets Autonomous Okrug) and the Urals-Volga region (Tatarstan, Bashkiria, Samara, Orenburg regions). The total volume of hard-to-recover reserves here is estimated at 200 billion tons.

The hydraulic fracturing fleet is a mobile complex that includes 10-20 large-size units on a truck chassis. The hydraulic fracturing complex includes pumping diesel or gas turbine units, a mixer (blender) for preparing working gel mixtures, a manifold machine, an



организациям на финансовое обеспечение части затрат на проведение опытно-конструкторских и технологических работ в рамках реализации проектов по созданию производств оборудования, необходимого для проведения гидравлического разрыва пласта».

В марте 2019 года состоялось совещание у заместителя Минэнерго РФ Павла Сорокина по вопросам снижения зависимости высокотехнологичного оборудования (ГРП) для интенсификации добычи нефти и газа от поставок зарубежных материалов и компонентов. Было отмечено, что уровень локализации (на основе себестоимости компонентов) производства оборудования флота ГРП за исключением насосов высокого давления составляет 60–70% с возможностью повышения до 80% в ближайшие два-три года. Самым слабым местом является производство насосов высокого давления (максимальное рабочее давление 1000 атм.), уровень локализации которого составляет всего 20–40%. Это объясняется отсутствием российского двигателя внутреннего сгорания мощностью выше 1400 л. с. и соответствующих трансмиссий.

Совещанием были определены отечественные предприятия, потенциально способные разработать такие двигатели высокой мощности и трансмиссии: Уральский дизель-моторный завод, НПП «Звезда», Уралвагонзавод. Была отмечена необходимость применения эффективных мер государственного стимулирования разработок основных силовых компонентов насосной установки (двигатель, трансмиссия, насос).

Есть положительные примеры поддержки производителей оборудования для ГРП на региональном уровне: в 2017 году экспертный совет Фонда развития промышленности (ФРП) одобрил предоставление займа компании «УралСпецАрматура» (Челябинск), планирующей выпускать фонтанную арматуру для применения при многостадийном гидравлическом разрыве нефтяных пластов. Общая стоимость проекта – 43,3 млн руб.

В феврале 2020 года Минпромторг РФ предложил для определения степени локализации флота ГРП ввести балльную систему по аналогии с системами, действующими в автомобильной промышленности и сельскохозяйственном машиностроении. Это поможет учитывать капиталоемкость, добавленную стоимость, перспективность и критичность технологий производства соответствующей продукции.

Введение балльной системы для оценки степени локализации флота ГРП потребует внесения уточнений в приложение к постановлению



Минпромторг РФ предложил для определения степени локализации флота ГРП ввести балльную систему.

The Ministry of Industry and Trade of the Russian Federation proposed to introduce a scoring system to determine the degree of localization of the hydraulic fracturing fleet.

automated monitoring and control station, and containers for gel and proppant.

In today's Russia there are about 120 hydraulic fracturing fleets, 80% of which were produced ten or more years ago and will require full or partial replacement in the next three to five years. At the same time, about 90% of imported equipment operates on the market as a whole.

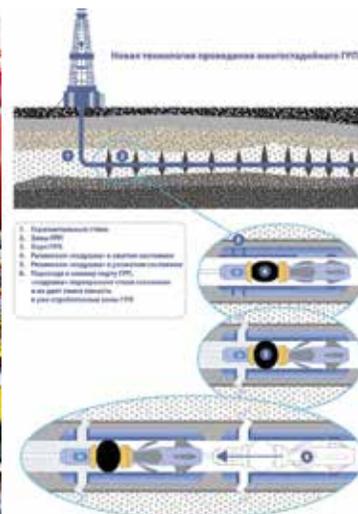
The head of the Ministry of Industry and Trade of the Russian Federation, Denis Manturov, is confident that Russia needs to create opportunities for the production of domestic hydraulic fracturing fleets in order to develop the fields under sanctions – the Arctic shelf

and the Bazhenov formation.

Potential domestic manufacturers of hydraulic fracturing equipment may be such companies as Federal Research and Production Center “Titan-Barrikady”, Becema, RUS GRP, Vyborg Machine Building Plant – Marine Engineering, Epik 380, as well as FID Group (Republic of Belarus).

The development of hydraulic fracturing equipment will be supported at the government level. In the "Report on the goals and objectives of the Ministry of Industry and Trade of Russia for 2019 and the main results of activities for 2018", presented at the annual board of the department, it is indicated that the Ministry of Industry and Trade of Russia is going to stimulate the production of equipment for the production of hard-to-recover oil reserves. A resolution of the Government of the Russian Federation “On Approval of the Rules for Granting Subsidies from the Federal Budget to Russian Organizations for Financial Support of Part of the Costs for R&D and Technological Work in the Framework of Implementing Projects to Create Production of Equipment Necessary for Hydraulic Fracturing” was developed.

In March 2019, a meeting was held with the Deputy of the Ministry of Energy of the Russian Federation Pavel Sorokin on the issues of reducing the dependence of high-tech (hydraulic fracturing) equipment for the intensification of oil and gas



правительства РФ от 17 июля 2015 г. № 719 «О подтверждении производства промышленной продукции на территории Российской Федерации», которые позволят точно оценить, можно ли считать флот ГРП произведенным в России, и будут призваны способствовать созданию полноразмерного отечественного флота ГРП и выполнению Энергетической стратегии на период до 2035 года.

Согласно предложению Минпромторга, для того чтобы оборудование для ГРП было признано российским, производителю необходимо будет набрать 8490 баллов по ряду критериев, которые, в свою очередь, имеют разный вес.

Так, при использовании насосных установок отечественного производства можно получить от 4600 баллов, смесительных установок – от 800 баллов, а станций контроля и управления – от 300 баллов. Критерии были предложены Минпромторгом России с учетом мнений отраслевого сообщества.

В среднем, исходя из исторической практики, от стадии НИОКР до внедрения решения в нефтяной отрасли проходит порядка 10 лет. Но случаются и стремительные прорывы. Например, создан российский симулятор ГРП, позволяющий повысить эффективность проведения гидроразрыва в залежах с трудноизвлекаемыми запасами (бажендовская свита).

Доступное на российском рынке ПО имеет существенные недостатки в связи с ограниченной применимостью в условиях сложнопостроенных коллекторов и залежей трудноизвлекаемых запасов нефти. При поддержке Минпромторга России, Минэнерго России, Минкомсвязи России на площадке фонда «Сколково» с октября 2016 года по июнь 2017 года был проведен конкурс по выбору проектного консорциума ▶

Для того чтобы оборудование для ГРП было признано российским, производителю необходимо будет набрать 8490 баллов по ряду критериев.

In order for the hydraulic fracturing equipment to be recognized as Russian, the manufacturer will need to score 8490 points according to a number of criteria.

production from the supply of foreign materials and components. It was noted that the level of localization (based on the cost of components) of the production of hydraulic fracturing fleet equipment, with the exception of high pressure pumps, is 60–70% with the possibility of increasing to 80% in the next two to three years. The weakest point is the production of high pressure pumps (maximum working pressure 1000 atm.), The level of localization of which is only 20–40%. This is due to the lack of a Russian internal combustion engine with a capacity exceeding 1400 hp. and associated transmissions.

The meeting identified domestic enterprises that are potentially capable of developing such high-power engines and transmissions: "Ural Diesel Engine Plant", "Zvezda", "Uralvagonzavod". The need to apply effective measures of state incentives for the development of the main power components of the pumping unit (engine, transmission, pump) was noted.

There are positive examples of support to manufacturers of hydraulic fracturing equipment at the regional level: In 2017, the expert council of the Industrial Development Fund approved a loan to UralSpetsArmaturo (Chelyabinsk), which plans to produce Christmas trees for use in multi-stage hydraulic fracturing of oil reservoirs. The total cost of the project is 43.3 million rubles.

In February 2020, the Ministry of Industry and Trade of the Russian Federation proposed to introduce a scoring system to determine the degree of localization of the hydraulic fracturing fleet, similar to the systems operating in the automotive industry and agricultural engineering. This will help to take into account the capital intensity, added value, the prospects and the criticality of the technologies for the production of the corresponding products.

The introduction of a point system for assessing the degree of localization of the hydraulic fracturing fleet will require amendments to the appendix to the RF government decree of July 17, 2015 No. 719 ▶



для разработки отраслевого программного продукта для моделирования, оптимизации и контроля операций ГРП – симулятора «Кибер ГРП». Целью конкурса являлся выбор наиболее квалифицированного проектного консорциума для создания конкурентоспособного российского программного обеспечения для нефтегазовой отрасли. Победа была присуждена консорциуму, возглавляемому Московским физико-техническим институтом (МФТИ).

Индустриальным партнером проекта выступил Научно-технический центр «Газпром нефти». «Проведение конкурса «Кибер ГРП» – это ожидаемый шаг и уникальный подход к ответу на технологический и одновременно рыночный вызов. Создание российского симулятора ГРП способствует обеспечению технологической независимости нефтяных компаний не только в России, но и во всем мире» – отметил руководитель Департамента технологических партнерств и импортозамещения ПАО «Газпром нефть» Сергей Архипов.

Технология позволяет на 10–20% точнее воспроизводить характеристики трещин при моделировании операций, что обеспечивает до 5% прироста добычи. Она уже оттестирована и внедрена в производственные процессы. В течение 2020 года планируется выпуск первой промышленной версии, доступной широкому кругу нефтяных и сервисных компаний на российском рынке.

В качестве свежих примеров импортозамещения в рамках индустриальных парков можно привести ряд проектов нефтесервисного сектора в Тюменской области, где в индустриальном парке «Богандинский» недавно стартовало производство оборудования для паротермической и классической добычи

Создан российский симулятор ГРП, позволяющий повысить эффективность проведения гидроразрыва в залежах с трудноизвлекаемыми запасами.

A Russian hydraulic fracturing simulator has been created, which makes it possible to increase the efficiency of hydraulic fracturing in reservoirs with hard-to-recover reserves.

"On confirmation of industrial production in the territory of the Russian Federation", which will make it possible to accurately assess whether the hydraulic fracturing fleet can be considered produced in Russia, and will be called upon to contribute to the creation of a full-size domestic hydraulic fracturing fleet and the implementation of the Energy Strategy for the period up to 2035.

According to the proposal of the Ministry of Industry and Trade, in order for the hydraulic fracturing equipment to be recognized as Russian, the manufacturer will need to score 8490 points according to a number of criteria, which, in turn, have different weights.

So, when using domestic pumping units, you can get from 4600 points, mixing plants – from 800 points, and monitoring and control stations – from 300 points. The criteria were proposed by the Ministry of Industry and Trade of Russia, taking into account the opinions of the industry community.

On average, based on historical practice, it takes about 10 years from the R&D stage to the implementation of a solution in the oil industry. But there are also rapid breakthroughs. For example, a Russian hydraulic fracturing simulator has been created, which makes it possible to increase the efficiency of hydraulic fracturing in reservoirs with hard-to-recover reserves (Bazhenov Formation)

The software available on the Russian market has significant drawbacks due to its limited applicability in the conditions of complex reservoirs and reservoirs of hard-to-recover oil reserves. With the support of the Ministry of Industry and Trade of the Russian Federation, the Ministry of Energy of the Russian Federation, the Ministry of Telecom and Mass Communications of the Russian Federation on the site of the Skolkovo Foundation from October 2016 to June 2017, a competition was held to select a project consortium to develop an industry software product for modeling, optimization and control of hydraulic



нефти (арматура, задвижки, вентили и др.). НПО «Сиббурмаш», резидент индустриального парка «Боровский», налаживает производство оборудования для крепления и освоения скважин, многостадийного ГРП, отсечения части открытого ствола скважины. В индустриальном парке «Промцентр» в Уфе совсем недавно разместилось производство блочно-кустового насосного оборудования.

В конце февраля 2020 года в Санкт-Петербурге состоялась технологическая конференция «Импортозамещение в нефтегазовой промышленности», организованная Национальным нефтегазовым форумом. Участники встречи обсудили важнейшие вопросы, такие как технологический суверенитет и энергетическая безопасность страны, унификация подходов к стандартизации и сертификации российскими нефтегазовыми компаниями, международное сотрудничество; локализация производств и технологические партнерства; импортозамещение в эпоху цифровизации: новые решения, экономическая эффективность и адаптация бизнеса.

Руководитель Центра компетенций технологического развития ТЭК Минэнерго России Олег Жданев в своем выступлении на конференции отметил, что работа по определению приоритетов технологического развития отраслей ТЭК ведется в соответствии с проектом Энергетической стратегии Российской Федерации до 2035 года совместно с отраслевым сообществом. Перед нефтегазовой отраслью стоят существенные вызовы, связанные с ухудшением структуры запасов и, соответственно, с необходимостью технологического перевооружения для их эффективного использования.

Никто из участников конференции не усомнился в

Импортозамещение не должно превратиться в технологический железный занавес, отделяющий Россию от ведущих мировых разработок.

Import substitution should not turn into a technological iron curtain separating Russia from the world's leading developments.

fracturing operations – the Cyber Fracturing simulator. The aim of the competition was to select the most qualified design consortium to create competitive Russian software for the oil and gas industry. The victory was awarded to a consortium led by the Moscow Institute of Physics and Technology (MIPT).

The industrial partner of the project is Gazprom Neft Science and Technology Center. “Holding the Cyber Hydraulic Fracturing Competition is an expected step and a unique approach to meeting the technological and, at the same time, market challenge. The creation of a Russian hydraulic fracturing simulator contributes to ensuring the technological independence of oil companies not only in Russia, but all over the world”, – said Sergei Arkhipov, Head of the Department for Technological Partnerships and Import Substitution of Gazprom Neft.

The technology allows 10–20% more accurate reproduction of fracture characteristics when simulating operations, which provides up to 5% increase in production. It has already been tested and implemented in production processes. During 2020, it is planned to release the first industrial version, available to a wide range of oil and service companies in the Russian market.

As fresh examples of import substitution within industrial parks, one can cite a number of projects in the oil service sector in the Tyumen region, where the production of equipment for steam-thermal and classical oil production (valves, valves, valves, etc.) was recently launched in the Bogandinsky industrial park. Sibburmash, a resident of the Borovskiy industrial park, is organizing the production of equipment for casing and completing wells, multi-stage hydraulic fracturing, and cutting off part of an open wellbore. The industrial park "Promtsentr" in Ufa recently housed the production of block-cluster pumping equipment.

At the end of February 2020, a technological conference "Import Substitution in the Oil and Gas Industry", organized by the "National Oil and Gas Forum", took place in St. Petersburg. The meeting participants discussed the most important issues, such as technological sovereignty and energy security of the country, unification of approaches to standardization and certification by Russian oil and gas companies, international cooperation; localization of production and technology partnerships; import substitution in the era of digitalization: new solutions, economic efficiency and business adaptation.

The Head of Technology Development Center for Energy Sector of the Ministry of Energy of the Russian Federation Oleg Zhdanev, in his speech at the conference, noted that the work to determine

том, что импортозамещение в сложившихся условиях необходимо, но вот что именно импортозамещать, каким образом это делать, как объединить усилия компаний и на чем в первую очередь сосредоточиться – однозначных ответов на эти вопросы нет. Главное, с чем были согласны все участники форума, – импортозамещение не должно превратиться в технологический железный занавес, отделяющий Россию от ведущих мировых разработок.

Необычайно важным моментом является необходимость опережающего развития смежных отраслей: металлургической, химической и радиоэлектронной промышленности. Из-за отсутствия в настоящее время ряда российских материалов и комплектующих уже на стадии проектных решений степень локализации не достигает даже 50%. Особенный фокус должен быть направлен на развитие российской электронной компонентной базы, включая высокотемпературную номенклатуру для скважинной аппаратуры.

В настоящее время Минэнерго России работает со странами БРИКС над анализом приоритетов развития ТЭК, призванным дать возможность понять, в каких направлениях перспективна кооперация и где Россия способна предложить собственные уникальные компетенции.

«Нам нужно не импортозамещение ради импортозамещения, а собственное технологическое развитие, – резюмировал руководитель Центра компетенций технологического развития ТЭК Минэнерго Олег Жданев. – В нашей стратегии до 2035 года тоже есть технологические вызовы, выраженные в цифрах, но главное – это собственное технологическое развитие, направленное на реализацию наших уникальных компетенций, сформированных под наши задачи – под нефтехимию, разработку ТРИЗов, проектов на шельфе...»

Импортозамещение в топливно-энергетическом комплексе базируется на мощном технологическом рывке национальной промышленности. А значит, оно включает не только оборудование и технологии, но и квалифицированный и современный инжиниринг. Тем более что главная задача новой энергетической стратегии России до 2035 года предусматривает переход от ресурсно-сырьевого к ресурсно-инновационному развитию нефтяной отрасли.

Публикация подготовлена Аналитической группой журнала «Время колтюбинга. Время ГРП» на основе открытых источников информации

Нам нужно не импортозамещение ради импортозамещения, а собственное технологическое развитие.

We do not need import substitution for the sake of import substitution, but our own technological development.

the priorities for technological development of the fuel and energy complex industries is being carried out in accordance with the draft Energy Strategy of the Russian Federation until 2035 together with the industry community. The oil and gas industry faces significant challenges associated with the deterioration of the structure of reserves and, accordingly, with the need for technological re-equipment for their effective use.

None of the conference participants doubted that import substitution in the current conditions is necessary, but what exactly is import substitution, how does it work, how to combine the efforts of companies and what, first of all, to focus on – there are no unequivocal answers to these questions. The main thing that all forum participants agreed with was that import substitution should not turn into a technological iron curtain separating Russia from the world's leading developments.

An extremely important point is the need for the advanced development of related industries: Metallurgical, chemical and radio-electronic industries. Due to the lack of a number of Russian materials and components at the stage of design solutions, the degree of localization does not even reach 50%. A special focus should be directed to the development of the Russian electronic component base, including high-temperature nomenclature for downhole equipment.

Currently, the Ministry of Energy of the Russian Federation is working with the BRICS countries to analyze the development priorities of the fuel and energy complex, designed to make it possible to understand in which areas cooperation is promising and where Russia is able to offer its own unique competencies.

“We do not need import substitution for the sake of import substitution, but our own technological development,” concluded Oleg Zhdanev, the Head of Technology Development Center for Energy Sector of the Ministry of Energy of the Russian Federation. “Our strategy until 2035 also has technological challenges expressed in numbers, but the main thing is our own technological development aimed at implementing our unique competencies, formed for our tasks – for petrochemistry, the development of hard-to-recover reserves, offshore projects...”

Import substitution in the fuel and energy complex is based on a powerful technological breakthrough of the national industry. This means that it includes not only equipment and technologies, but also qualified and modern engineering. Moreover, the main task of the new energy strategy of Russia until 2035 envisages the transition from resource-based to resource-innovative development of the oil industry.

The publication was prepared by the Analytical Group of the Coiled Tubing Times journal based on open sources of information



ГРУППА ФИД - ВАШ ПАРТНЁР В ОБЛАСТИ ОБОРУДОВАНИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА

20
ЛЕТ

ОПЫТА



ИЗГОТОВЛЕНИЕ
ПО ИНДИВИДУАЛЬНОМУ
ТЕХНИЧЕСКОМУ ЗАДАНИЮ



ШИРОКАЯ СЕТЬ
СЕРВИСНЫХ ЦЕНТРОВ



АВТОРИЗИРОВАННЫЙ
СЕРВИСНЫЙ ЦЕНТР
ПО РЕМОНТУ И
ОБСЛУЖИВАНИЮ НАСОСОВ
ВЫСОКОГО ДАВЛЕНИЯ
ПРОИЗВОДСТВА WEIR SPM



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

Развитие кластерного ГРП по технологии Plug & Perf

Cluster Fracturing Development Using Plug & Perf Technology

Д.В. ВОРОБЬЕВ, заместитель генерального директора по производству, В.В. МАРЧЕНКО, инженер 2-й категории ОКРС УСТиС, Д.А. ЗАКРУЖНЫЙ, начальник УСТиС, К.Е. АЛЕКСЕЕВ, ведущий инженер ОКРС УСТиС, РУП «Производственное объединение «Белоруснефть»

Denis VOROBYOV, Deputy General Director for Production, Vladimir MARCHENKO, Engineer of the 2nd category of OKRS USTiS, Denis ZAKRUZHNY, Head of USTiS, Konstantin ALEKSEEV, Leading Engineer of OKRS USTiS, RUE "Production Association "Belorusneft"

Введение

В настоящее время подавляющая часть нефтяных месторождений Республики Беларусь находится на последней стадии разработки, при этом более 50% остаточных запасов углеводородов приурочено к низкопроницаемым слабодренлируемым коллекторам. Активизация их выработки, повышение нефтеотдачи и рентабельность работы фонда скважин в РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» возможны исключительно с использованием прогрессивных методов освоения скважин и интенсификации притока – гидравлического разрыва пласта.

В связи со специфичностью строения плотных карбонатных отложений использование «классических» технологий ГРП не в полной мере дает желаемый результат. Поэтому постоянное прогрессирование технологий ГРП влечет за собой активное развитие других сфер нефтедобычи и сервисных работ: бурения, заканчивания, капитального ремонта скважин, геофизических работ. При этом взаимосвязь различных направлений, подбор и оптимизация применяемых технологий невозможны на основании теоретических изысканий, а требуют только практической реализации, и, как показал наш опыт, «гибкости» в принятии решений.

В данной статье приведен опыт бурения и освоения карбонатных коллекторов в Республике Беларусь за период 2014-2020 годов, кратко описаны мощности и возможности РУП «Производственное объединение «Белоруснефть», основные используемые технологии и их эволюция в зависимости от получаемого технико-экономического эффекта. Описана технология кластерного МГРП при реализации работ по Plug & Perf на традиционном и нетрадиционном коллекторах, получены подтверждение возможности вовлечения новых невыработанных зон

Introduction

At present, the overwhelming majority of the oil fields in the Republic of Belarus is at the last stage of development, while more than 50% of the current hydrocarbon reserves are confined to low-permeability, weakly drained reservoirs. Activation of their production, increased oil recovery and profitability of the well stock in RUE "Production Association" Belorusneft" is possible only with the use of progressive methods of well development and stimulation of inflow. And it is hydraulic fracturing.

Due to the specificity of the dense carbonate sediments structure, the use of "classical" hydraulic fracturing technologies does not fully give the desired result. Therefore, the constant progress of hydraulic fracturing technologies entails the active development of the other oil production and service work areas, such as drilling, well completion, well workover, well logging. At the same time, the interconnection of various directions, the selection and optimization of the applied technologies is impossible on the basis of theoretical research, but requires only practical implementation, and, as our experience has shown, "flexibility" in decision-making.

This article will give the experience of drilling and developing of carbonate reservoirs in the Republic of Belarus for the 2014-2020 period. The capacities and capabilities of RUE "Production Association" Belorusneft", the main technologies used and their evolution depending on the obtained technical and economic effect are briefly described. The technology of cluster multistage hydraulic fracturing during the implementation of Plug & Perf on traditional and unconventional reservoirs is described, confirmation of the possibility of involving new undeveloped reservoir zones within the horizontal section of the well by creating additional filtration channels (i.e. hydraulic fractures) has been obtained.

Based on the work performed, further development paths of RUE Production Association

коллекторов в пределах горизонтального участка скважины с помощью создания дополнительных каналов фильтрации (т. е. трещин ГРП).

На основании выполненных работ намечены дальнейшие пути развития РУП «Производственное объединение «Белоруснефть», главным из которых является достижение уже к концу 2021 года возможности проводить цикл работ МГРП по технологии Plug & Perf собственными силами (т. е. под ключ).

Начальный (первый) этап – пилотные работы в ГС

Зарождение и развитие технологий освоения карбонатных коллекторов горизонтальными скважинами в Республике Беларусь начались с разработки «нетрадиционных» коллекторов, на которые были пробурены первые скважины в 2014 году. Учитывая специфичность планируемых к освоению отложений, в качестве пилотных работ принято решение бурить скважины с горизонтальным окончанием до 500 м с последующим проведением МГРП на старейшем и самом большом нефтяном месторождении Белорусского региона – Речицком.

Речицкая структура выявлена в 1949 году белорусской комплексной геофизической экспедицией по поверхности соленосных и подсолевых отложений. С марта 1967 года месторождение находится в промышленной разработке. В геологическом строении Речицкого месторождения принимают участие породы кристаллического фундамента архейско-нижнепротерозойского возраста и осадочного чехла, представленные верхнепротерозойскими, девонскими, каменноугольными, пермскими и мезокайнозойскими образованиями, разделенными между собой крупными перерывами в осадконакоплении.

К нетрадиционным коллекторам в Республике Беларусь относятся межсолевые плотные ультранизкопроницаемые карбонатные отложения верхнего девона, а именно отложения I-III пачки петриковского горизонта. На территории Республики Беларусь в пределах Припятского прогиба данные отложения наиболее перспективны на Речицком нефтяном месторождении. Средняя вертикальная глубина залегания данных отложений составляет -1850 – -2050 м. Средняя открытая пористость составляет 5–7% с редкими прослойками коллекторов с открытой пористостью до 10–12%, проницаемость данных коллекторов находится в пределах менее 1 мД, при этом коэффициент глинистости пород в коллекторе достигает 30%. Литологически данные коллекторы представлены переслаиванием доломитов, доломитов глинистых и глинистых известняков, мергелей. Вертикальная эффективная мощность варьируется в пределах 3,8–8,1 м при общей мощности отложений до 20 м, коэффициент

Belorusneft are outlined. The main one is the achievement of the ability to carry out a cycle of MSHF operations using Plug & Perf technology on its own (i.e. on a turnkey basis) by the end of 2021.

Initial (first) stage – pilot work in the horizontal wells

The emergence and development of technologies for the development of carbonate reservoirs with horizontal wells in the Republic of Belarus began with the development of "unconventional" reservoirs, on which the first wells were drilled in 2014. Taking into account the specificity of the deposits planned for development, as a pilot work, it was decided to drill wells with horizontal ends up to 500 m, followed by multistage hydraulic fracturing at the oldest and largest oil field in the Belarusian region – Rechitskoye.

The Rechitsa structure was revealed in 1949 by the Belarusian integrated geophysical expedition on the surface of salt and subsalt deposits. Since March 1967 the field has been in commercial development. The geological structure of the Rechitsa deposit involves rocks of the crystalline basement of the Archean-Lower Proterozoic age and a sedimentary cover, represented by Upper Proterozoic, Devonian, Carboniferous, Permian and Meso-Cenozoic formations, separated by large interruptions in sedimentation.

Unconventional reservoirs in the Republic of Belarus include inter salt dense ultra-low-permeable carbonate deposits of the Upper Devonian, namely deposits of I-III units of the Petrikovsky horizon. In the territory of the Republic of Belarus, within the Pripyat trough, these deposits are most promising in the Rechitsa oil field. The average vertical depth of these deposits is from 1850 up to 2050 m. The average open porosity is about 5–7% with rare interlayers of reservoirs with open porosity up to 10–12%, the permeability of these reservoirs is less than 1 mD, while the clay content of the rocks in the collector reaches 30%. Lithologically, the reservoir data are represented by interbedded dolomites, dolomites, clay and clayey limestones, marls. The vertical effective thickness varies from 3.8 to 8.1 m with a total thickness of deposits up to 20 m, the dissection coefficient is 4 or more [1].

At the well completion stage, non-cemented units with annular packers and multistage hydraulic fracturing sleeves were run, without the possibility of opening-closing, activation of ports and temporary cutting off of the underlying intervals were carried out with balls (ball-drop units). When developing unconventional reservoirs, standard fracturing technologies were used: high-viscosity fracturing fluid, proppant with large fractions of 20/40 and 16/20 mesh, standard injection rate for fields in the Belarusian region equal to 3.5 m³ / min.

Well 310g was the first target to explore and develop unconventional reservoirs in a horizontal wellbore by hydraulic fracturing. This well was drilled in 2014, the vertical section of the wellbore was cased

расчлененности составляет 4 и более [1].

На этапе заканчивания скважин спускались нецементируемые компоновки с заколонными пакерами и муфтами МГРП без возможности открытия-закрытия, активация портов и временное отсечение нижележащих интервалов проводилось шарами (ball-drop-компоновки). При освоении нетрадиционных коллекторов применялись стандартные технологии ГРП: высоковязкая жидкость разрыва, проппант крупных фракций 20/40 и 16/20 mesh, стандартный для месторождений белорусского региона расход нагнетания, равный 3,5 м³/мин.

Первым объектом, на котором проходила разведка и освоение нетрадиционных коллекторов в горизонтальном стволе методом ГРП, стала скважина № 310g. Данная скважина пробурена в 2014 году, вертикальный участок ствола обсажен эксплуатационной колонной Ø 245 178 мм, в горизонтальный участок спущена 5-портовая компоновка МГРП Ø 114 мм с заколонными пакерами. Длина горизонтального участка, проведенного по коллектору в направлении естественного напластования, составила 400 м, при этом протяженность продуктивных отложений по стволу – 305,1 м, по вертикали – 7,83 м. Коэффициент открытой пористости по отдельным пропласткам достигал 12%, коэффициент глинистости при этом составлял до 11,2%, начальное пластовое давление – 26,7 МПа. Профиль проводки скважины и глубины установки портов и пакеров

with a production casing of Ø 245 178 mm, a 5-port multistage hydraulic fracturing assembly Ø 114 mm with annular packers was run into the horizontal section. The length of the horizontal section, drawn along the reservoir in the direction of natural bedding, was 400 m, while the length of productive deposits along the wellbore was 305.1 m, along the vertical – 7.83 m. The coefficient of open porosity for individual layers reached 12%, the clay content at this was up to 11.2%, the initial reservoir pressure – 26.7 MPa. The well placement profile and port and packer depths are shown in Figure 1.

When carrying out multistage hydraulic fracturing on well 310g, 5 stages were performed, a total of 437 m³ of fracturing fluid and 85 tons of proppant with fractions 20/40 and 16/20 mesh were injected, which corresponds to ~ 0.2 tons of proppant per meter of length of the effective (oil-saturated) horizontal wellbore. A characteristic fact of the operations performed was the virtually problem-free injection of a coarse fraction (16/20 mesh) of proppant with a concentration of up to 800 kg/m³.

The well was put into operation with an initial production rate of 46 tons/day (35.4 tons/day for oil) in the first month. After 4 months, the flow rate decreased to 6 tons/day (4.7 tons/day for oil). The results obtained, namely, a sufficiently high by the standards of even traditional reservoirs of the Republic of Belarus, the input flow rate of the well, made it possible to actively continue field testing of new technological approaches to drilling and development of wells.

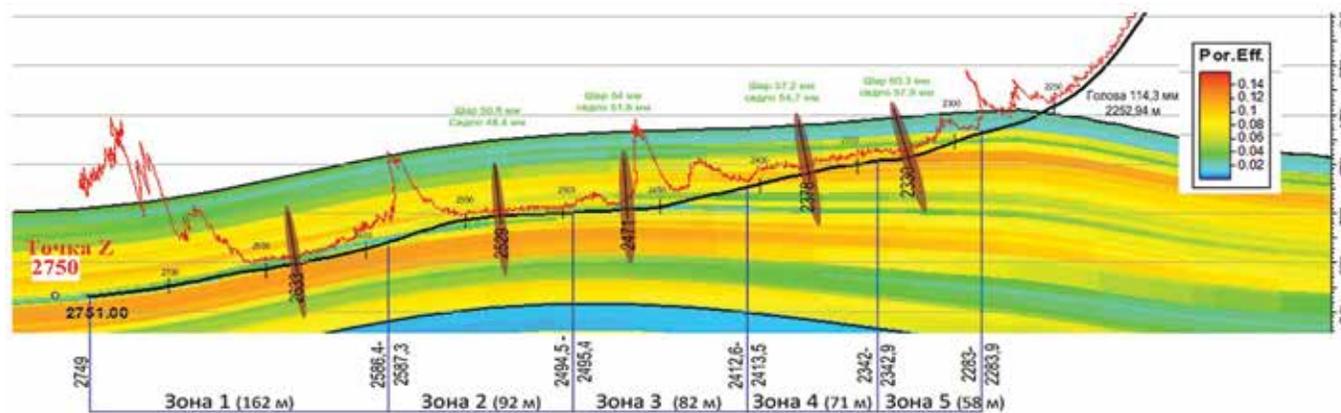


Рисунок 1 – Профиль скважины 310g с указанием точек размещения портов МГРП и заколонных пакеров

Figure 1 – Profile of well 310g with indication of locations of multistage hydraulic fracturing ports and annular packers

изображены на рис. 1.

При проведении МГРП на скважине 310g выполнено 5 стадий, суммарно закачано 437 м³ жидкости разрыва и 85 т проппанта фракций 20/40 и 16/20 mesh, что соответствует ~ 0,2 т проппанта на метр длины эффективного (нефтенасыщенного) горизонтального ствола скважины. Характерным фактом выполненных операций явилась фактически беспроблемная закачка крупной фракции (16/20 mesh)

Further, well 292g was drilled to the "unconventional" reservoir of the Rechitsa field, which was located in the cross of natural bedding, and the reservoirs exposed by the well had similar characteristics to well 310g. It was also mastered using ball-drop units, but with a different approach to multistage hydraulic fracturing: The volume of the injected fluid was multiplied (1220 m³ in total), its viscosity was reduced, the proppant mass was increased (165 tons of proppant with 20/40 mesh

пропанта с концентрацией до 800 кг/м³.

В эксплуатацию скважина вступила с начальным дебитом продукции 46 т/сут (35,4 т/сут по нефти) за первый месяц. Через 4 месяца дебит снизился до 6 т/сут (4,7 т/сут по нефти). Полученные результаты, а именно достаточно высокий по меркам даже традиционных коллекторов Республики Беларусь входной дебит скважины, позволили активно продолжить промышленное опробование новых технологических подходов при бурении и освоении скважин.

Далее была пробурена скважина 292g на «нетрадиционные» коллекторы Речицкого месторождения, которая располагалась в крест естественному напластованию, а вскрытые скважиной коллекторы обладали схожими характеристиками со скважиной 310g. Освоена она также с помощью ball-drop-компоновок, но с иным подходом к МГРП: кратно увеличен объем закачиваемой жидкости (суммарно закачано 1220 м³), снижена ее вязкость, увеличена масса пропанта (165 т пропанта фракций 20/40 mesh) и снижена концентрация пропанта до 300 кг/м³. Закачанная масса пропанта соответствует ~ 0,34 т пропанта на метр длины эффективного (нефтенасыщенного) горизонтального ствола скважины (рис. 2).

Несмотря на значительный прирост отношения массы пропанта к протяженности вскрытых горизонтальным стволом отложений на скважине 292g, после проведения комплекса работ по освоению она вступила в добычу с гораздо более низким дебитом по нефти – 5,97 т/сут, через 3 месяца дебит продукции снизился до 4,3 т/сут по нефти (табл. 1).

Основной причиной получения низких дебитов по скважине виделось иное расположение ствола скважины, и, как следствие, развитие трещин ГРП вдоль ствола скважины и соосность со стволом созданных каналов фильтрации. Данная гипотеза была подтверждена результатами интерпретации микросейсмического мониторинга, который проводился на скважине 292g: азимут направления развития трещин совпадал с азимутом направления горизонтального участка скважины.

Таким образом, на первом этапе бурения горизонтальных скважин и освоения нетрадиционных коллекторов методом

fractions) and the proppant concentration was reduced up to 300 kg/m³. The injected proppant mass corresponds to ~ 0,34 tons of proppant per meter of length of the effective (oil-saturated) horizontal wellbore (Figure 2).

Despite a significant increase in the ratio of the proppant mass to the length of the horizontally bored deposits in well 292g, after a complex of development work, it entered production with a much lower oil production rate – 5,97 tons/day, after 3 months the production rate decreased to 4.3 tons/day for oil (table 1).

The main reason for obtaining low production rates in the well was seen to be a different location of the wellbore, and, as a consequence, the development of hydraulic fractures along the wellbore and the alignment of the created filtration channels with the wellbore. This hypothesis was confirmed by the results of the interpretation of

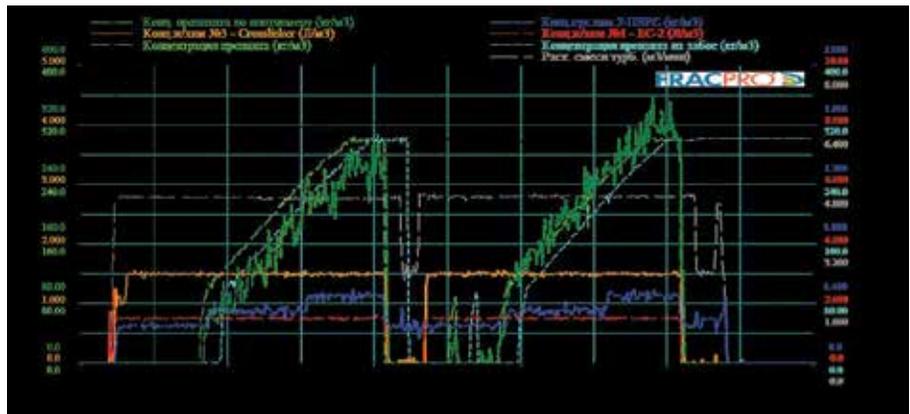


Рисунок 2 – График проведения МГРП на скважине 292g 1-2-й порт

Figure 2 – Schedule of multistage hydraulic fracturing on well 292g 1-2 port

Таблица 1 – Параметры освоения скважин 292g и 310g
Table 1 – Development parameters of wells 292g and 310g

Скважина Well	Длина ГС, м Length of horizontal well, m	Кол-во стадий Number of stages	Объем ЖР, м ³ FL volume, m ³	Расход нагнет. м ³ /мин Injection rate, m ³ /min	Масса пропанта, т Proppant weight, t	Макс. конц. проп. Max. conc. prop.	Тонн проп. на 1 м эфф. длины Tonns of prop. per 1 m of eff. length	Дебит нефти, т/сут Oil flow rate, t/day
310g	400	5	437	3,2	85	800	0,2	35,4
292g	480	5	1220	4,2	165	300	0,34	5,97

microseismic monitoring, which was carried out on well 292g: the azimuth of the direction of fracture development coincided with the azimuth of the direction of the horizontal section of the well.

Thus, at the first stage of drilling horizontal wells and developing unconventional reservoirs using multi-stage hydraulic fracturing, initial experience was gained in drilling, running and activating ball-drop units, performing multi-stage hydraulic

многостадийного ГРП получен начальный опыт в бурении, спуске и активации ball-drop-компоновок, выполнении МГРП по различным технологическим подходам. Вероятными причинами получения невысоких дебитов нефти и непродолжительности эффекта могли послужить следующие факторы:

- неоптимальная проводка ствола скважины относительно скоплений углеводородов и латеральных полей напряжений, и, как следствие, – низкий потенциал скважины;
- неоптимальная схема заканчивания и освоения скважины. Вероятно, для достижения более высоких дебитов необходимо использование технологий ГРП, направленных на увеличение количества создаваемых трещин и более плотный охват ими горизонтального ствола скважины;
- малая величина стимулируемого объема породы при проведении ГРП [1].

Второй этап – проецирование подхода на «классические» коллекторы, пилотные работы по повторным ГРП

После получения первого опыта бурения и освоения горизонтальных скважин на «нетрадиционном» коллекторе принято решение перенести данные подходы на «классические» коллекторы. Так, с 2014 по 2018 год было пробурено и освоено 8 горизонтальных скважин на различных месторождениях: длина ствола составляла до 500 м с применением ball-drop-компоновок, количество стадий увеличилось до 6, масса пропанта на стадию увеличилась до 50–60 т, расход нагнетания составлял от 3,5 до 5,5 м³/мин. Данные работы были эффективны, о чем свидетельствуют выросшие в 2–3 раза входные дебиты по нефти в сравнении со скважинами, которые запускали одностадийным ГРП (табл. 2).

Работы в целом были эффективны, скважины больше года работали на хороших режимах, однако уже к 2–3 годам эксплуатации добыча нефти упала до 1–4 т/сут и встал вопрос о проведении повторной интенсификации на данных объектах. В процессе проработки вопроса был найден ряд сервисных компаний, которые предлагали различные технологические подходы к повторным ГРП на незацементированных ball-drop-компоновках: ГРП с применением пакерной компоновки Cup-to-Cup, надувные пакерные системы, использование кольматирующих фибров, потокоотклонителей и пр. Также был подробно изучен опыт ведущих добывающих компаний

fracturing using various technological approaches. The probable reasons for the low oil production rates and the short duration of the effect could be the following factors:

- suboptimal wellbore routing with respect to hydrocarbon accumulations and lateral stress fields, and as a result - low well potential;
- suboptimal well completion and development scheme. Probably, in order to achieve higher flow rates, it is necessary to use hydraulic fracturing technologies aimed at increasing the number of created fractures and tighter coverage of the horizontal wellbore;
- small value of the stimulated volume of the rock during hydraulic fracturing [1].

The second stage is the projection of the approach to the "classic" reservoir, pilot works on re-fracturing

After obtaining the first experience in drilling and developing horizontal wells in an "unconventional" reservoir, it was decided to transfer these approaches to the "classic" reservoir. So, from 2014 to 2018 8 horizontal wells were drilled and completed in various oil fields: The borehole length was up to 500 m using ball-drop units, the number of stages increased to 6, the proppant weight per stage

Таблица 2 – Параметры работы скважин после МГРП
Table 2 – Well performance parameters after multistage hydraulic fracturing

Скважина Well	Ср. сут. дебит нефти за 3 мес., т/сут Average daily oil production rate for 3 months, t/day	Ср. сут. дебит жидкости за 3 мес., т/сут Average daily liquid flow rate for 3 months, t/day	Ср. сут. дебит нефти через 1 год., т/сут Average daily oil flow rate for 1 year, t/day	Обводненность, % Water cut, %
58g	35,89	41,69	16,25	14,04
204g	6,77	19,00	1,26	46,86
61g	25,38	29,13	15,71	12,72
59g	17,12	21,36	14,18	19,00
125g	12,97	65,22	12,48	79,99
56g	18,34	22,42	9,31	14,74

increased to 50–60 tons, the injection rate was from 3.5 to 5.5 m³/min. These works were effective, as evidenced by the 2–3 times increased input oil flow rates in comparison with wells that were launched with one-stage hydraulic fracturing (Table 2).

The work was generally effective, the wells worked at good conditions for more than a year, however, by 2–3 years of operation, oil production dropped to 1–4 tons/day and the question arose about re-stimulation at these facilities. In the process of studying the issue, a number of service companies were found. They offered various technological approaches to re-fracturing on uncemented ball-drop units: Hydraulic fracturing using Cup-to-Cup packer unit, inflatable packer systems, the use of

РФ и сделан вывод, что все существующие на рынке СНГ технологии имеют ряд недостатков и высоких рисков, и большинство сервисных компаний не дают гарантии в успешности проведения работ.

Принимая во внимание неоднозначный опыт и ограниченное предложение на рынке, принято решение проводить повторный ГРП собственными силами. В качестве объекта для проведения повторного МГРП была выбрана скважина 310g, которая вскрывала «нетрадиционный» коллектор многопортовой шаровой компоновкой.

Основной целью проведения повторного МГРП на данном объекте виделось создание дополнительного стимулированного объема в зонах горизонтального ствола, не подвергнутых обработке при освоении скважины, и вовлечение в добычу ранее не выработанных запасов.

Для достижения цели первым делом были выполнены работы по определению принимающих интервалов и определения наиболее выработанных зон горизонтального ствола. По результатам наметилось создание шести новых интервалов путем перфорирования эксплуатационной колонны. Перенаправление потока жидкости и создание трещин в новых интервалах планировалось достичь путем локального увеличения стресса в выработанных зонах и частичной блокировки существующих трещин посредством закачки дивертирующих пачек (в нашем случае пачек крупного проппанта). Данная схема по своей сути являлась «слепой» технологией, так как, несмотря на ряд косвенных признаков дивертирования, отсутствовала прямая возможность направлять и управлять местоположением создания трещин [1].

После работ по дополнительной перфорации шести интервалов выполнен комплекс повторного МГРП с дивертированием. Проведено шесть закачек основного ГРП. В качестве расклинивающих агентов использовались проппанты фракций 30/50, 20/40 и 12/18 NRT (Non-Radioactive Tracer для последующего картирования мест образования трещин). Масса проппанта на стадию варьировалась от 40 до 50 тонн, максимальная концентрация составляла до 400 кг/м³, средний расход нагнетания на стадию составлял 5–6 м³/мин. Закачанная масса и концентрация проппантов оперативно корректировались в зависимости от поведения устьевого давления при закачке проппанта. Суммарно при проведении повторного МГРП закачано 280 т проппанта, более 2500 м³ жидкости разрыва,

bridging fibers, flow diverters, etc. The experience of the leading mining companies of the Russian Federation was studied in detail and it was concluded that all the technologies existing in the CIS market have a number of disadvantages and high risks, and most service companies do not guarantee the success of the work.

Taking into account the ambiguous experience and limited supply in the market, it was decided to carry out the re-fracturing using our own resources. Well 310g, which penetrated the "unconventional" reservoir with a multiport ball unit was selected as the target for repeated multistage hydraulic fracturing.

The main goal of the repeated multi-stage hydraulic fracturing at this object was to create an additional stimulated volume in the zones of the horizontal wellbore that were not treated during well development, and to involve previously undeveloped reserves in production.

To achieve the goal, the first thing to do was to determine the receiving intervals and determine the most developed zones of the horizontal wellbore. The results indicated the creation of six new intervals by perforating the production casing. Redirecting the fluid flow and creating fractures in new intervals was planned to be achieved by a local increase in stress in mined zones and partial blocking of existing fractures by pumping diverting packs (in our case, packs of large proppant). This scheme was inherently a "blind" technology, since, despite a number of indirect signs of diversion, there was no direct ability to direct and control the location of cracks [1].

After work on additional perforation of six intervals, a complex of repeated multistage hydraulic fracturing with diversion was performed. Six injections of the main hydraulic fracturing were carried out proppants with fractions 30/50, 20/40 and 12/18 NRT (Non-Radioactive Tracer for subsequent mapping of fracture sites) were used as propping agents. The proppant weight per stage varied from 40 to 50 tons, the maximum concentration was up to 400 kg/m³, the average



Рисунок 3 – Расстановка оборудования на скважине 310g
Figure 3 – Equipment placement on well 310g

что соответствует 0,75 т проппанта на метр эффективной длины горизонтального ствола скважины (рис. 3).

В ходе проведения МГРП проводился комплекс геофизических исследований: наземный микросейсмический мониторинг, ПГИ на закачке, определение местоположения NRT-проппанта. Данные работы выполнялись для определения местоположения и количества создаваемых трещин при повторном МГРП и определения самого факта достижения перенаправления трещин по горизонтальному стволу.

Результаты проведения исследований показывают, что NRT-проппант располагается не всегда строго напротив новых трещин ГРП (в нашем случае интервалов перфорации), а на некотором расстоянии от них. Интерпретация микросейсмических событий определила, что растрескивание пород в целом приурочено к новым кластерам перфорации, но растрескивание не было поэтапное, а проходило на протяжении всех стадий закачки. Анализ выполненных ПГИ также показал изменение приемистости отдельных интервалов по стволу скважины по сравнению с фоновой записью. Полученные результаты по изменению профиля приемистости имели достаточно неплохую (пусть и не строгую) корреляцию с результатами ИННК-каротажа и особенно микросейсмического мониторинга, т. е. можно проследить ожидаемую связь между созданием новых закрепленных трещин ГРП и изменением приемистости интервалов вслед за ними.

После выполнения повторного МГРП с дивертированием скважина 310g вступила в добычу с дебитом по нефти 26,6 т/сут, дебитом по жидкости 30 т/сут и обводненностью 11,11%. Полученный дебит сопоставим с полученным дебитом при освоении, что позволяет считать выполненные работы весьма эффективными.

Таким образом, анализируя работу за пять лет, напрашивалось решение, которое позволяло быкратно увеличить простимулированный объем при выполнении МГРП, а также иметь возможность с малыми затратами проводить повторную стимуляцию скважин.

Третий этап – пилотные работы по бурению ГС и выполнению МГРП по технологии Plug & Perf

После анализа ранее выполненных работ по бурению и ГРП стало понятно, что ключевыми факторами, влияющими на приток нефти (особенно из «нетрадиционного» коллектора), являются площадь растрескивания и стимулированный объем коллектора. Чтобы увеличить площадь растрескивания и стимулированный объем коллектора необходимо бурить горизонтальные стволы более протяженные, сократить расстояние

injection rate per stage was 5–6 m³/min. The injected mass and proppant concentration were promptly adjusted depending on the behavior of the wellhead pressure during proppant injection. In total, during the repeated multistage fracturing, 280 tons of proppant were injected, more than 2500 m³ of fracturing fluid, which corresponds to 0.75 tons of proppant per meter of effective length of the horizontal wellbore (Figure 3).

In the course of the multistage hydraulic fracturing, a complex of geophysical studies was carried out: Ground microseismic monitoring, downhole logging, determining the location of the NRT proppant. These works were carried out to determine the location and number of fractures created during repeated multi-stage hydraulic fracturing and to determine the very fact of achieving fracture redirection along the horizontal wellbore.

The research results show that NRT proppant is not always located strictly opposite new hydraulic fractures (in our case, perforation intervals), but at some distance from them. Interpretation of microseismic events determined that rock cracking was generally confined to new perforation clusters, but cracking was not stage wise, but took place throughout all stages of injection. The analysis of the performed downhole logging also showed a change in the injectivity of individual intervals along the wellbore compared to the background recording. The results obtained on the change in the injectivity profile had a fairly good (albeit not strict) correlation with the results of TDT log and, especially, microseismic monitoring, i.e. it is possible to trace the expected relationship between the creation of new fixed hydraulic fractures and a change in the injectivity of the intervals following them.

After performing repeated multi-stage hydraulic fracturing with diversion, well 310g entered production with an oil flow rate of 26.6 tons/day, a liquid flow rate of 30 tons/day and a water cut of 11.11%. The resulting production rate is comparable to the production rate received during development, which allows us to consider the work performed as very effective.

Thus, analyzing the work over five years, a solution was suggested that would make it possible to multiply the stimulated volume when performing multi-stage hydraulic fracturing, as well as be able to re-stimulate wells at low cost.

The third stage – pilot work on drilling horizontal wells and performing multistage hydraulic fracturing using Plug & Perf technology

After analyzing the previous drilling and fracturing work, it became clear that the key factors affecting oil inflow (especially from the "unconventional" reservoir) are the fracture area and the stimulated reservoir volume. To increase the fractured area and stimulated reservoir volume, it is necessary to drill more horizontal boreholes, to reduce the distance

между стадиями ГРП по стволу скважины, а при ГРП закачивать значительно большие объемы жидкости и пропанта.

Для достижения поставленных целей с учетом опыта Северной Америки было принято решение строить скважины с цементируемым горизонтальным окончанием протяженностью горизонтального ствола 500–1000 м, при этом спускать в продуктивные отложения эксплуатационную колонну диаметром не менее 114 мм с обязательной возможностью формирования равнопрочного и равнопроходного лифта колонны труб от устья до забоя скважины, с последующим проведением по ней МГРП.

Увеличение протяженности горизонтального ствола в условиях малой вертикальной мощности «нетрадиционных» коллекторов (до 8,1 м) повлекло за собой необходимость проводки горизонтального ствола скважины в ограниченном коридоре. Также для возможности безаварийного спуска эксплуатационной колонны большого диаметра требовалось исключение значительного искривления ствола скважины. Поэтому на пилотные работы для проводки горизонтального участка протяженностью более 1170 м был привлечен сервис по управлению траекторией ствола скважины с применением роторно-управляемой системы ведущей мировой компании, что позволило провести ствол скважины по проектной траектории в заданные точки в кратчайшие сроки.

Переход от нецементируемых «хвостовиков» к цементируемым подразумевал применение рецептуры тампонажного раствора, способного выдержать высокие стрессовые нагрузки на цементный камень в процессе проведения перфорационных работ и ГРП. Крепление таких объектов требовало не только применения обсадных труб с премиальными типами резьбовых соединений и высокотехнологичной оснастки, но и привлечения ведущих сервисных компаний по цементированию эксплуатационных колонн горизонтальных участков скважин с длительной протяженностью горизонтального ствола.

Также с конца 2018 года начались работы по проведению широкого комплекса исследований с целью определения геомеханических свойств пород-коллекторов на различных месторождениях. Данные работы включали:

- приобретение современного геофизического оборудования;
- проведение повторных геофизических исследований на опорных скважинах;
- переинтерпритацию геофизического материала в новых пробуренных скважинах с современным комплексом исследований;
- масштабный отбор кернового материала в новых скважинах, проведение геомеханических и петрофизических

between hydraulic fracturing stages along the wellbore, and to inject significantly larger volumes of fluid and proppant during hydraulic fracturing.

To achieve these goals, taking into account the experience of North America, it was decided to build wells with a cemented horizontal end with a horizontal wellbore length of 500–1000 m, while lowering a production casing with a diameter of at least 114 mm into productive deposits with the obligatory possibility of forming an equal-strength and equal-bore cleanout string lift from the wellhead to the bottom of the well, followed by multi-stage hydraulic fracturing.

The increase in the length of the horizontal wellbore in the conditions of low vertical thickness of "unconventional" reservoirs (up to 8.1 m) led to the need to drill a horizontal wellbore in a limited corridor. Also, for the possibility of trouble-free running of the production string of large diameter, it was required to exclude significant deviation of the wellbore. Therefore, for pilot work for drilling a horizontal section with a length of more than 1,170 m, a wellbore trajectory control service using a rotary-controlled system of a leading world company was involved, which made it possible to conduct the wellbore along the design trajectory at specified points in the shortest possible time.

The transition from non-cemented liners to cemented liners implied the use of a grouting slurry formulation capable of withstanding high stress loads on the cement stone during perforation and hydraulic fracturing. Cementing such objects required not only the use of casing with premium types of threaded connections and high-tech equipment, but also the involvement of leading service companies for cementing production strings of horizontal sections of wells with a long horizontal borehole.

Also, from the end of 2018, work began on a wide range of studies to determine the geomechanical properties of reservoir rocks at various fields. These works included:

- purchase of modern geophysical equipment;
- carrying out repeated geophysical surveys at reference wells;
- reinterpretation of geophysical material in newly drilled wells with a modern set of studies;
- large-scale sampling of core material in new wells, carrying out geomechanical and petrophysical studies;
- carrying out information hydraulic fracturing in drilled wells with conducting downhole geophysical research and microseismic research.

The result of the work performed was the creation of 1D geomechanical models for a number of wells, updating the existing petrophysical and geomechanical models, drawing up 3D geological and geomechanical models for a number of deposits of various fields, adjusting the location of project wells, their azimuthal direction, and well completion options.

A logical continuation was the drilling of a new

ограниченное вскрытие пласта limited entry (кластеры длиной по 30 см по 6 отв./1 п. м); применялись линейные/маловязкие (40 сП)/сшитые (350 сП) жидкости разрыва и их чередование при проведении основного ГРП; проводились ГРП с различной производительностью (от 5,5 м³/мин до 9 м³/мин), перфораторы и пакер-пробки спускались на НКТ и ГНКТ и др. (рис. 5).

При этом параллельно совершенствовались сопутствующие технологии:

- дорабатывалась жидкость разрыва в направлении высокой сдвиговой нагрузки и времени шивки до 60 секунд;
- модернизировался флот ГРП: целью было объединение в единую рабочую систему двух полноценных флотов ГРП для достижения производительности в 12–14 м³/мин (один флот в РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» способен работать с производительностью до 7 м³/мин);
- проводилась доукомплектация оборудования для цементирования, ГФР, флота ГРП, которая позволила расширить спектр выполнения работ собственными силами.

Таким образом, уже к девятой стадии ГРП на скважине 411g удалось проводить работы с расходом нагнетания 8–10 м³/мин.

Всего на скважине 411g выполнен ГРП в 11 зонах на 27 кластерах, закачано 12 000 м³ жидкости разрыва и 871 т проппанта фракций 30/50 и 20/40. После разбуривания пробок и нормализации забоя скважина запущена в работу фонтанным способом с дебитом по нефти 50 т/сут и обводненностью 10%.

Четвертый (текущий) этап – тиражирование работ по бурению ГС и выполнению МГРП по технологии Plug & Perf на «классические» коллекторы

Опираясь на результаты проведенных исследований и опыт выполнения работ на скважине 411g, компанией РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» в 2020 году пробурены две горизонтальные скважины № 67g и № 155g на различных месторождениях в «классических» коллекторах. Вертикальный участок ствола скважин обсажен эксплуатационной колонной Ø 178 мм, а горизонтальный участок – эксплуатационной колонной Ø 114 мм группы прочности Р-110 с подвеской хвостовика, выдерживающей перепад давления 70 МПа.

На скважине 67g длина горизонтального ствола скважины Ø 114 мм составила 487 м, по результатам интерпретации ГИС прогнозируемая суммарная нефтенасыщенная мощность коллекторов – 12 м (по вертикали по карте нефтенасыщенных толщин); по факту – 191 м (по стволу), 28,37 м (по вертикали). Для проведения МГРП по технологии Plug & Perf в скважину спускалась компоновка НКТ



Рисунок 5 – Спуск пакер-пробки и перфосистем на скважине 411g
Figure 5 – Running the packer plug and perforation systems in well 411g

drilling, hydraulic fracturing fleet was carried out, which made it possible to expand the range of work performed on its own.

Thus, by the ninth stage of hydraulic fracturing at well 411g, it was possible to work with an injection rate of 8–10 м³/min.

In total, well 411g was fractured in 11 zones on 27 clusters, 12,000 м³ of fracturing fluid and 871 tons of proppant with fractions 30/50 and 20/40 were injected. After drilling out the plugs and normalizing the bottom, the well was put into operation in a flowing manner with an oil flow rate of 50 tons/day and a water cut of 10%.

The fourth (current) stage – replication of work on drilling horizontal wells and performing multistage hydraulic fracturing using Plug & Perf technology on "classic" reservoirs

Based on the results of the studies and the experience of performing work on well 411g, the company RUE Production Association Belorusneft drilled two horizontal wells No. 67g and No. 155g in 2020 at various fields in “classic” reservoirs. The vertical section of the wellbore is cased with a production casing of Ø 178 mm, and the horizontal section is cased with a production casing of Ø 114 mm, strength group R-110 with a liner hanger that can withstand a pressure drop of 70 MPa.

On well 67g, the length of the horizontal wellbore Ø 114 mm was 487 m, according to the results of logging interpretation, the predicted total oil-saturated capacity of the reservoirs is 12 m (vertically according to the oil-saturated thickness map); in

Ø 114 мм со стингером, тем самым образуя равнопроходной лифт труб от устья до забоя. МГРП выполнен в 4 стадии по 3 кластера в каждой с производительностью 9–11 м³/мин. Всего было закачено 2243 м³ жидкости разрыва и 347 т пропанта фракций 30/50 и 20/40 с максимальной концентрацией до 800 кг/м³, что соответствует 1,82 т пропанта на метр эффективной длины горизонтального ствола скважины. В сравнении с 2014 годом данный показатель был увеличен более чем в 5 раз.

Простимулированные интервалы перфорации отсекались композитными пробками, которые вместе с перфораторами доставлялись на забой с помощью геофизического кабеля путем замыва компоновки флотом ГРП. Тем самым общее время выполнения работ МГРП по технологии Plug & Perf составило не более 48 часов.

Также на скважине 67g был выполнен комплекс работ по микросейсмическому мониторингу, интерпретация которого показала, что трещины ГРП располагались в крест простирацию ствола скважины, средняя длина трещин составила около 200 м (рис. 6).

Разбуривание композитных пакер-пробок и нормализация забоя выполнялись с помощью колтюбинговой установки с применением гибкой трубы 50,8 мм, винтового забойного двигателя диаметром 73 мм и вогнутого торцевого фрезы диаметром 93 мм. При использовании данной компоновки среднее время бурения одной пакер-пробки составило 30–40 минут.

Скважина вступила в работу со следующими параметрами: дебит по нефти – 33,99 т/сут, дебит по жидкости – 66,58 т/сут, обводненность – 48,95%; через 3 месяца параметры составили: дебит по нефти – 32,28 т/сут, дебит по жидкости – 38,86 т/сут, обводненность – 16,93%. Полученный приток превышает в 2 раза эффект от применения на данном месторождении МГРП с использованием шаровых компоновок и в 4 раза эффект от проведения одностадийного ГРП в субгоризонтальной скважине данного месторождения (средний дебит нефти после стандартного ГРП составляет 7–8 т/сут).

Скважину 155g пробурили с длиной горизонтального ствола скважины Ø 114 мм 814,82 м, по результатам интерпретации ГИС прогнозируемая суммарная нефтенасыщенная мощность коллекторов составляла 20 м (по вертикали по карте нефтенасыщенных толщин); по факту – 387,7 м (по стволу), 36 м (по вертикали). Для проведения МГРП по технологии Plug & Perf в скважину спускалась компоновка НКТ Ø 114 мм со стингером аналогично скважине 67g. МГРП выполнен в 7 стадий по 3–4 кластера в каждой с производительностью 9–12 м³/мин. Всего было закачено 3300 м³ жидкости разрыва

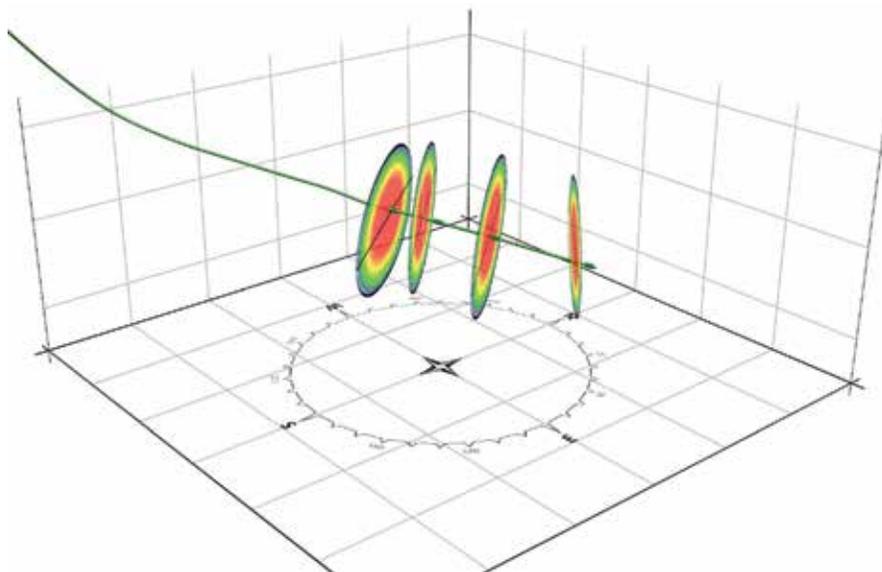


Рисунок 6 – Микросейсмические исследования на скважине 67g
Figure 6 – Microseismic surveys at well 67g

fact it accounts for 191 m (along the wellbore), 28.37 m (vertical). To carry out multistage hydraulic fracturing using the Plug & Perf technology, a tubing unit of Ø 114 mm with a stinger was run into the well, thereby forming an equal pipe lift from the wellhead to the bottomhole. Multi-stage hydraulic fracturing was performed in 4 stages, 3 clusters in each with a productivity of 9–11 м³/min. In total, 2243 м³ of fracturing fluid and 347 tons of proppant with fractions 30/50 and 20/40 were injected with a maximum concentration of up to 800 кг/м³, which corresponds to 1.82 tons of proppant per meter of effective length of the horizontal wellbore. In comparison with 2014, this indicator has been increased more than 5 times.

The stimulated perforation intervals were cut off with composite plugs, which, together with perforators, were delivered to the bottomhole using a geophysical cable by flushing the layout with the hydraulic fracturing fleet. Thus, the total time spent on multistage hydraulic fracturing operations using Plug & Perf technology was no more than 48 hours.

Also, at well 67g, a set of works on microseismic monitoring was performed, the interpretation of which showed that hydraulic fractures were located in the cross of the wellbore strike, the average length of the fractures was about 200 m (Figure 6).

The composite packer plugs were drilled out and the bottomhole normalized using a coiled tubing unit equipped with a coiled tubing of 50.8 mm, a downhole motor with a diameter of 73 mm and a concave end mill with a diameter of 93 mm. When using this unit, the average drilling time for one packer plug was 30–40 minutes.

The well was put into operation with the following parameters: oil flow rate – 33.99 tons/day, liquid flow rate 66.58 tons/day, water cut 48.95%; After 3 months, the parameters were: Oil flow rate – 32.28 tons/day, liquid flow rate 38.86 tons/day, water cut 16.93%. The

и 659 т пропанта фракций 30/50 и 20/40 с максимальной концентрацией до 800 кг/м³, что соответствует 1,70 т пропанта на метр эффективной длины горизонтального ствола скважины (рис. 7).

Простимулированные интервалы перфорации так же, как и на скважине 67g, отсекались композитными пробками, которые вместе с перфораторами доставлялись на забой с помощью геофизического кабеля путем замыва компоновки флотом ГРП. Тем самым общее время выполнения работ МГРП по технологии Plug & Perf составило не более 4 суток.

Разбуривание композитных пакер-пробок и нормализация забоя выполнялись с помощью колтюбинговой установки с применением гибкой трубы 50,8 мм, винтового забойного двигателя диаметром 76 мм и долотом PDC диаметром 92 мм. При использовании данной компоновки среднее время бурения одной пакер-пробки составило 20–30 минут.

Скважина вступила в работу со следующими параметрами: дебит по нефти – 41,32 т/сут, дебит по жидкости – 68,22 т/сут, обводненность – 39,44 % и еще выходит на режим. Однако вводные параметры превышают в 3 раза эффект от применения на данном месторождении МГРП с использованием шаровых компоновок и в 4 раза эффект от проведения одностадийного ГРП в субгоризонтальной скважине данного месторождения (средний дебит нефти после стандартного ГРП составляет 10 т/сут).

Полученная высокая продуктивность скважин № 411g, № 67g и № 155g показывает, что вложение средств в широкий комплекс исследований, бурение новых скважин, их освоение методом МГРП по технологии Plug & Perf на месторождениях РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» эффективны как на «нетрадиционных», так и на классических коллекторах.

Развитие в 2021 году

Масштабное бурение горизонтальных скважин, совершенствование технологий освоения скважин, увеличение площади растрескивания и стимулированного объема коллектора, сокращение временных затрат приносят положительные результаты:кратно увеличивают приток, продолжительность эффекта, и, как следствие, рентабельность работ.

Приоритетами дальнейшего развития в бурении горизонтальных скважин и проведении в них кластерного МГРП по технологии Plug & Perf видится в первую очередь полный



Рисунок 7 – Расстановка оборудования на скважине 155g
Figure 7 – Equipment placement on well 155g

resulting inflow is 2 times greater than the effect of using multistage hydraulic fracturing in this field using ball units, and 4 times the effect of carrying out one-stage hydraulic fracturing in a sub-horizontal well of this field (the average oil production rate after standard hydraulic fracturing is 7–8 tons/day).

Well 155g was drilled with a horizontal wellbore length of \varnothing 114 mm and 814.82 m, according to the interpretation of the logging results, predicted total oil-saturated capacity of the reservoirs was 20 m (vertically according to the oil-saturated thickness map); In fact – 387.7 m (along the wellbore), 36 m (vertical). For multistage hydraulic fracturing using Plug & Perf technology, a 114 mm tubing unit with a stinger was run into the well, similar to well 67g. Multistage hydraulic fracturing was performed in 7 stages, 3–4 clusters in each with a productivity of 9–12 m³/min. In total, 3300 m³ of fracturing fluid and 659 tons of proppant with fractions 30/50 and 20/40 were injected with a maximum concentration of up to 800 kg/m³, which corresponds to 1.70 tons of proppant per meter of effective length of the horizontal wellbore (Figure 7).

The stimulated perforation intervals, as well as in well 67g, were cut off with composite plugs, which, together with perforators, were delivered to the bottomhole using a geophysical cable by cleaning out the assembly with the hydraulic fracturing fleet. Thus, the total time spent on multistage hydraulic fracturing operations using Plug & Perf technology was no more than 4 days.

The composite packer plugs were drilled out and the bottomhole normalized using a coiled tubing unit using a 50.8 mm coiled tubing, a 76 mm downhole motor and a 92 mm PDC bit. When using this assembly, the average drilling time for one packer plug was 20–30 minutes.

The well was put into operation with the following parameters: oil flow rate – 41.32 tons/day, fluid flow rate 68.22 tons/day, water cut 39.44% and is still entering the regime. However, the input parameters

отказ от привлечения дорогостоящих сервисов и выполнения всего комплекса работ собственными силами. Также немаловажным фактором развития является оптимизация технологического процесса проведения работ, которая позволит увеличить качество и сократить временные затраты, тем самым еще больше повысить рентабельность. Логическим апофеозом развития станет выход на рынок нефтесервисных услуг и проведение работ по кластерному МГРП с применением технологии Plug & Perf под ключ на месторождениях заказчика.

Идет серьезная модернизация бурового блока: внедряются буровые установки нового поколения, модернизируются старые и дооснащаются системами верхнего привода (СВП), новыми мощными буровыми насосами, современной 4-ступенчатой системой очистки бурового раствора с целью реализации агрессивных подходов и выполнения заявленных гидравлических программ, активно применяется телеметрическая система с гидравлическим каналом связи. Это привело не только к существенному сокращению сроков строительства субгоризонтальных и горизонтальных скважин, но и позволило проводить полный цикл строительства скважины с протяженностью горизонтального ствола более 1000 м собственными силами без привлечения сервиса дорогостоящего оборудования и технологий.

Эволюционирует подход и к цементированию скважин. Закуплена инновационная тампонажная техника, разработана собственная рецептура эластичного тампонажного раствора, которая позволила отказаться от привлечения услуг ведущих сервисных компаний по креплению скважин, качественно цементировать горизонтальный ствол скважины и располагать кластеры перфорации на малом расстоянии друг от друга. Наличие специализированной оснастки в октябре 2020 года позволило выполнить пилотные работы по цементированию эксплуатационной колонны 114 мм, расположенной в горизонтальном участке протяженностью 1000 метров, с вращением собственными силами с качеством крепления $K_{акц} = 0,98$.

В настоящее время успешно реализована программа пероснащения центра исследований ядра новым современным лабораторным оборудованием от ведущих производителей по следующим направлениям: первичная пробоподготовка ядра, привязка ядра к ГИС, фотодокументирование ядра в дневном и ультрафиолетовом свете, стандартные и специальные (геохимические, геомеханические, минералогические, рентгено-томографические) исследования. Наличие такого оборудования способствует получению большого объема информации, которая

are 3 times higher than the effect of using multistage hydraulic fracturing in this field using ball units and 4 times the effect of performing one-stage hydraulic fracturing in a sub-horizontal well of this field (the average oil production rate after standard hydraulic fracturing is 10 tons/day).

The obtained high productivity of wells No. 411g, No. 67g and No. 155g shows that investment in a wide range of studies, drilling new wells, their development by multistage hydraulic fracturing using Plug & Perf technology at the fields of RUE Production Association "Belorusneft" are effective as in "non-traditional", and on classic collectors.

Development in 2021

Large-scale drilling of horizontal wells, improvement of well development technologies, an increase in the area of cracking and stimulated reservoir volume, and a reduction in time costs bring positive results: they multiply the inflow, the duration of the effect, and, as a result, the profitability of the work.

The priorities for further development in drilling horizontal wells and carrying out cluster multistage hydraulic fracturing using Plug & Perf technology is, first of all, a complete refusal to attract expensive services and perform the entire range of works on our own. Also an important development factor is the optimization of the technological process of work, which will increase the quality and reduce time costs, thereby further increasing profitability. The logical apotheosis of development will be the entry into the oilfield services market and the implementation of cluster multi-stage hydraulic fracturing operations using the Plug & Perf technology on a turnkey basis at the customer's fields.

A serious modernization of the drilling unit is underway: New-generation drilling rigs are being introduced, old ones are being modernized and retrofitted with top drive systems (TDS), new powerful mud pumps, a modern 4-stage mud cleaning system in order to implement aggressive approaches and fulfill the declared hydraulic programs, is actively used telemetry system with hydraulic communication channel. This led not only to a significant reduction in the construction time for sub-horizontal and horizontal wells, but also made it possible to carry out a full cycle of construction of a well with a horizontal wellbore length of more than 1000 m on our own without involving the service of expensive equipment and technologies.

The approach to well cementing is also evolving. An innovative grouting technique was purchased, a proprietary formulation of an elastic grouting slurry was developed, which made it possible to abandon the involvement of the services of leading service companies for well casing, high-quality cementing of a horizontal wellbore and locate perforation clusters at a short distance from each other. The availability of specialized equipment in October 2020 made it possible to carry out pilot work on cementing a 114 mm production casing located in a horizontal section

позволяет корректно характеризовать сложную природу пласта-коллектора и лучше понимать его строение и свойства, что необходимо для решения широкого комплекса задач геологии и разработки.

Геофизические работы выходят на совершенно новый уровень. Закупленное высокоточное геофизическое оборудование позволяет получать широкий спектр скважинного и наземного геофизического материала, интерпретация которого выполняется собственными силами (в том числе и микросейсмического мониторинга). Это способствует не только правильному выбору направления бурения стволов новых скважин и качественному составлению дизайна ГРП, но также позволяет постоянно улучшать 3D геомеханические модели нефтяных месторождений.

При проведении перфорационных работ активно применяются заряды российского и американского производства, а компоновки с перфосистемами и пакер-пробками могут доставляться до нужного места горизонтального участка скважины путем замыва на геофизическом кабеле, а также с применением ГНКТ и НКТ.

Проведение работ по ГРП уже сейчас сопоставимо с ведущими нефтесервисными компаниями. В 2020 году завершилась модернизация флотов по ГРП и их объединение в единую систему. Это позволило проводить ГРП с производительностью до 14 м³/мин, при этом есть возможность закачивать объем жидкости более 2000 м³ и массу проппанта более 300 т за одну операцию. Сейчас идет дооснащение флота ГРП новой техникой (высокорасходная смесительная установка, химмашина, емкостной парк) с целью возможности уже в середине 2021 года проводить МГРП с расходом нагнетания до 18–20 м³/мин.

Усовершенствуются и технологические подходы к ГРП. Разработана специальная рецептура жидкости разрыва на гуаровой основе, которая имеет хороший тест на сдвиг и способна выполнять свои функции даже при расходе нагнетания 12–14 м³/мин [2].

Идет активное тестирование жидкости разрыва на основе высоковязких понизителей трения (HVFR), закуплены три различных типа (эмульсия, суспензия, порошок) жидкости для проведения ОПИ на скважинах. Модернизируется лабораторное оборудование: приобретаются установки для определения проводимости проппантной пачки и измерения потери давления на трение. Их использование в работе в первую очередь позволиткратно повысить эффективность проведения ГРП на нетрадиционных коллекторах [2].

Работы по нормализации забоя и разбуриванию пакер-пробок с применением колтюбинговой установки постоянно

with a length of 1000 meters, with rotation on its own with a fastening quality of $K_{acc} = 0.98$.

At present, a program has been successfully implemented to re-equip a core research center with new modern laboratory equipment from leading manufacturers in the following areas: Primary sample preparation of a core, linking a core to GIS, photo documentation of core in daylight and ultraviolet light, standard and special (geochemical, geomechanical, mineralogical, X-ray) tomographic) studies. The availability of such equipment contributes to obtaining a large amount of information that allows you to correctly characterize the complex nature of the reservoir and better understand its structure and properties, which is necessary to solve a wide range of geology and development problems.

Geophysical work is reaching a completely new level. The purchased high-precision geophysical equipment allows obtaining a wide range of borehole and surface geophysical material, the interpretation of which is carried out on our own (including microseismic monitoring). This contributes not only to the correct choice of direction for drilling new wells and high-quality hydraulic fracturing design, but also allows for continuous improvement of 3D geomechanical models of oil fields.

During perforation operations, charges of Russian and American production are actively used, and units with perforation systems and packer plugs can be delivered to the desired location in the horizontal section of the well by washing on a geophysical cable, as well as using coiled tubing and tubing.

Hydraulic fracturing works are already comparable with the leading oilfield service companies. In 2020, the modernization of hydraulic fracturing fleets and their integration into a single system was completed. This made it possible to carry out hydraulic fracturing with a capacity of up to 14 м³/min, while it is possible to inject a fluid volume of more than 2000 м³ and a proppant mass of more than 300 tons in one operation. Now the hydraulic fracturing fleet is being retrofitted with new equipment (high-flow mixing unit, chemical machine, tank farm) in order to be able to carry out multi-stage hydraulic fracturing in mid-2021 with injection rates up to 18–20 м³/min.

Technological approaches to hydraulic fracturing are also being improved. A special formulation of a guar-based fracturing fluid has been developed, which has a good shear test and is capable of performing its functions even at injection flow rates of 12–14 м³/min [2].

An active testing of the fracturing fluid based on high-viscosity friction reducer (HVFR) is underway, three different types (emulsion, suspension, powder) of fluid were purchased for pilot testing in wells. Laboratory equipment is being modernized: installations are being purchased to determine the conductivity of the proppant pack and measure the friction pressure loss. Their use in work, first of all, will make it possible to multiply the efficiency of hydraulic fracturing in unconventional reservoirs [2].

Таблица 3 – Эволюция бурения и освоения ГС
Table 3 – Evolution of drilling and development of horizontal wells

Количество скважин Number of wells	8	1	1	1	1	8	2	Выполнение работ Works carried out
Тип коллектора Collector type	Классический и ТРИЗ Classic and hard-to-recover resorces		ТРИЗ Hard-to-recover resorces	Классический Classic			ТРИЗ Hard-to-recover resorces	
Годы Years	2014-2018	2019		2020		2021		
Технология проводки ГС Wiring technology	Телесистема Telesystem	Телесистема Telesystem	Телесистема/ РУС Телесистема/ RSS	Телесистема Telesystem		Телесистема Telesystem	РУС RSS	Собст. силы/ сервис By own ef- forts/ service
Цементирование Cementing	Без цемента Without cement	Без цемента Without cement	Цемент. без вращения за 1 подход Cement without rotation for 1 approach	Цемент. без вращения за 1 подход с цент. Cement without rotation for 1 approach		Цемент. с вращением за 1 подход с цент. Cement with rotation for 1 approach per cent.		Собст. силы By own ef- forts/ service
ЭК Production string	168*114	178*114	140	178*114	178*114	178*114	140	Собст. силы By own ef- forts/ service
Длина ГС BG length	300–500 м	450	1200	400	590	1000	1400	Собст. силы By own ef- forts/ service
Кол-во стадий ГРП Number of hydraulic fracturing stages	4–6	5	12	4	7	8	14	Собст. силы By own ef- forts/ service
Скорость закачки Pumping speed	3,5–5,5	4	7	7	11	12–14	12–18	Собст. силы By own ef- forts/ service
Кол-во кластеров Number of clusters	1	1	2–3	3	3–4	4	4–6	Собст. силы By own ef- forts/ service
Масса проп. на стадию Weight of prop. per stage	20–60	60	110	100	120	120–150	150–180	Собст. силы By own ef- forts/ service

совершенствуются – опробуются различные типы породоразрушающего инструмента, идет активная разработка рабочей жидкости, которая способствует снижению гидравлических потерь на трение, поддержанию требуемой производительности, минимальному загрязнению пласта и быстрому отмыву продуктов разбуренных композитных пакер-пробок и проппанта.

Учитывая вышеизложенное, в РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» на 2021 год поставлен план выполнить на 10 скважинах месторождений белорусского региона комплекс работ, начиная от бурения и заканчивая освоением методом кластерного МГРП по технологии Plug & Perf собственными силами без привлечения сторонних сервисных компаний (табл. 3). Это составляет более 30% от запланированных к строительству скважин эксплуатационного фонда в 2021 году.

Bottom hole normalization and packer plug drilling using a coiled tubing unit are constantly being improved – various types of rock cutting tools are being tested, a working fluid is being actively developed, which helps to reduce hydraulic friction losses, maintain the required productivity, minimize formation contamination and quickly wash out the products of drilled composite packers - plugs and proppant.

Considering the above, RUE Production Association Belorusneft has set a plan for 2021 to complete a range of works at 10 wells in the Belarusian region, from drilling to development by cluster multistage hydraulic fracturing using Plug & Perf technology on its own without involving third-party service companies (Table 3). This is more than 30% of the production wells planned for construction in 2021.

ЛИТЕРАТУРА/REFERENCES

1. Мироненко К.В. Опыт освоения нетрадиционных коллекторов с МГРП в Республике Беларусь//SPE 202059.
2. Гилязитдинов Т.Д. Применение метода осцилляционной реологии для исследования жидкостей разрыва//SPE 202063.



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

В перечень производимых нами реагентов входят:

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

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

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

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

НАШИ КОНТАКТЫ:

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

Телефоны: 8 (8482) 55-72-56, 63-36-97

E-mail: info@n-ts.ru

Адрес в Сети: www.n-ts.ru

Будем рады сотрудничеству!

Тезисы Конференции по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам SPE/ICoTA 2020 (часть 2)

SPE/ICoTA Coiled Tubing & Well Intervention Conference 2020 Abstracts (Part 2)

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

Секция 9. Электронные стендовые доклады для обмена знаниями V

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

Расширенный анализ отклонения от вертикали при радиально-струйном бурении с помощью колтюбинга

Xing Qin, SINOPEC Research Institute of Petroleum Engineering; Jun Mao, SINOPEC Research Institute of Petroleum Engineering; Jiapeng Liu, Northwestern university; Yan-long Zhao, China University of Petroleum-Beijing at Karamay; Wu Long, SINOPEC Northwest Oilfield Company

Технология радиально-струйного бурения — это экономичный и эффективный метод увеличения нефте- и газоотдачи за счет резки нескольких боковых микроотверстий от основного вертикального ствола. Микроотверстия, пробуренные гидравлическим методом под высоким давлением, помогают повысить площадь контакта между стволом скважины и пластом. Максимальная дальность отхождения боковых микроотверстий от ствола является ключевым параметром для оценки влияния радиального струйного бурения, поскольку добыча повышается с увеличением глубины боковых отверстий. Тем не менее полученные данные о максимальном отхождении боковых микроотверстий от ствола в результате радиально-струйного бурения до сих пор не подвергались должному изучению. В этой статье мы создали новую модель, которая сочетает в себе параметры гидравлического и механического трения для анализа дальности радиально-струйного бурения. Результаты показывают, что расход жидкости является основным фактором, влияющим на дальность прохождения гибкой части, которая

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

Session 9: Knowledge Sharing ePosters V

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

Extended Reach Analysis of Coiled Tubing Assisted Radial Jet Drilling

Xing Qin, Jun Mao, SINOPEC Research Institute of Petroleum; Jiapeng Liu, Northwestern university; Yan-long Zhao, China University of Petroleum-Beijing at Karamay; Wu Long, SINOPEC Northwest Oilfield Company

Radial jet drilling technology is an economic and efficient method to enhance oil and gas recovery by drilling several lateral micro-holes from a vertical main borehole. The micro-holes drilled by high-pressure hydraulic energy can improve the contact area between wellbore and reservoir. The maximum extended reach of lateral micro-hole is a key parameter to evaluate the effect of radial jet drilling as the production increases with the length of lateral holes. However, the maximum extended reach of radial jet drilling reported has not been studied adequately. In this paper, we have established a new model which combines hydraulic friction and mechanical friction to analyze the extended reach of radial jet drilling. The results show that the flow rate is a main influence factor affecting the flexible hose extended reach which increases with the growth of flow rate. The outlet angle of deflector has a great effect on the extended reach especially at high flow rate, while the turning angle has little effect on extended reach. This work provides a systematic method including hydraulic

увеличивается с увеличением расхода. Угол выхода дефлектора имеет большое влияние на увеличение дальности прохождения, особенно при высоком расходе жидкости, в то время как угол поворота мало влияет на дальность прохождения. Эта работа содержит описание систематического метода, включающего оптимизацию гидравлики и дефлектора для проектирования радиального струйного бурения в целях разработки соседних нефтегазовых коллекторов-спутников.

Инновационный инструмент для измерения давления во время бурения для направленного бурения на ГНКТ следующего поколения

Adame Kante, Syed Muhammad Fahim Ud Din, Eduardo Saenz, Kiran Shetty, Schlumberger

Цель проекта заключалась в расширении рабочего диапазона инструмента Measurement while drilling (MWD — измерение во время бурения) в компоновке низа бурительной колонны (КНБК) для наклонно-направленного бурения на гибких трубах с целью повышения его надежности в сложных условиях, ремонтпригодности, рабочего температурного диапазона и диапазона измерений для более продолжительного срока службы и более качественного выполнения работ.

Новый подход к параллельной разработке был использован для управления жизненным циклом продукта, начиная с определения потребностей клиента, выбора наилучшего технического решения, разработки и тщательного тестирования продукта, чтобы подтвердить его соответствие требованиям, и, наконец, для эффективного производства перед выпуском в эксплуатацию в условиях месторождения. Было проведено несколько тщательных технических и управленческих обзоров для принятия целенаправленных решений для эффективного предложения надежного, производимого и обслуживаемого продукта с минимальной совокупной стоимостью владения. Инструмент включает в себя надежный датчик гамма-излучения, пакет измерения направления и наклона (D&I), позволяющий принимать решения по геонавигации в реальном времени, датчики давления и температуры для контроля внутренних условий в скважине, а также датчик нагрузки для измерения как осевых, так и торсионных нагрузок. Набор электронных плат, используемых для связи, питания и сбора данных, полностью соответствует требованиям для работы в самых суровых условиях бурения. Кроме того, было разработано несколько компонентов наземного программного обеспечения для отображения данных в реальном времени и создания отчетов.

Надежность инструмента MWD была увеличена в 4 раза по результатам 12-месячного периода интенсивного бурения при температурах до 167 °C. Нам удалось установить рекорды как по самым продолжительным одиночным СПО как по проходке, так и по времени, что дало прирост эффективности использования инструментов в скважине на 60%.

Секция 10. Электронные стендовые доклады для обмена знаниями VI

Электронные стендовые доклады позволяют участникам пообщаться с автором стендового доклада в индивидуальном порядке и более детально

and deflector optimization for the design of radial jet drilling to help develop the adjacent satellite oil & gas reservoirs.

A Game Changing MWD Tool for Next Generation CTDD

Adame Kante, Syed Muhammad Fahim Ud Din, Eduardo Saenz, Kiran Shetty, Schlumberger

The objective of the project was to expand the operating envelope of the Measurement while Drilling (MWD) tool in the coiled tubing directional drilling Bottom Hole Assembly (BHA) to improve its reliability in harsh environments, maintainability, temperature range and measurements for overall longer runs and better service delivery.

A new concurrent development approach was used for managing the product's lifecycle from defining the customer's need, selecting the best technical solution, developing and thoroughly testing the product to confirm it meets its requirements and to finally manufacture it efficiently before its release to the field. Several rigorous technical and management reviews were held to enable focused decisions toward the efficient delivery of a reliable, manufacturable and maintainable product with minimal total cost of ownership. The tool includes a robust gamma ray sensor, Direction & Inclination (D&I) package to enable real time geo steering decision-making, pressure and temperature sensors to monitor the inner and well conditions and a load cell to measure both the axial and torsional loads. A set of electronic boards used for communication, power and acquisition, have been fully qualified to operate in the harshest drilling conditions. In addition, several surface software components were developed for real time data display and reporting.

The reliability for the MWD tool was increased 4 folds based on the results from a time period of 12 months of intensive drilling up to 167 °C. We managed to set field records for both the longest single runs for footage and time improving average downhole utilization by 60%.

Session 10: Knowledge Sharing ePosters VI

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

Wireline Electromechanical Release Device Operating on Battery at 175 °C

Claire Bellicard, Adebayo Taiwo, Orla Hagan, Nicholas Collins, Todor Sheiretov, Ben Durand, Schlumberger

разобраться в какой-либо концепции или технологии. Стендовые доклады могут быть разного содержания, однако их тема согласуется с темами технических секций.

Электромеханическое устройство разъединения на тросе с батареей для работы при температурах до 175 °C

Claire Bellicard, Adebayo Taiwo, Orla Hagan, Nicholas Collins, Todor Sheiretov, Ben Durand, Schlumberger

Электромеханические устройства разъединения на тросе являются критически важными и обязательными для работы с вайрлайном. Новые технологии инструментов внутрискважинных работ и тракторов не допускают их использования в нефтяных скважинах без надежного устройства разъединения. Для решения проблем, присущих высокотемпературным и более длинным горизонтальным скважинам, особое значение приобретает надежность этих электромеханических устройств разъединения в случае прихвата колонны инструментов в скважине.

Возможность работы электромеханического спускового устройства от батареи при высокой температуре снижает общий риск при внутрискважинных работах, поскольку тем самым обеспечивается возможность резервного размыкания в случае повреждения кабеля или инструментальной колонны, препятствующего обмену данными с разъединителем в скважине. Пусковое устройство с батарейным питанием срабатывает по истечении времени запрограммированного таймера, даже при отсутствии электропитания или в случае короткого замыкания. Запрограммированный таймер можно обнулить только в том случае, если есть связь с набором инструментов, в противном случае гарантированно срабатывает разъединение, как было изначально запрограммировано.

Электромеханические разъединители с батарейным питанием для инструментов, пригодных для работы при температурах до 175 °C, требуют, чтобы аккумулятор и соответствующая электроника управления и управления питанием надежно работали при 175 °C. Из-за химического состава этой высокотемпературной батареи ее емкость при низкой температуре составляет небольшую часть ее емкости при высокой температуре. Это представляет проблему при эксплуатации этих батарей, поскольку некоторые из них устанавливаются и активируются при температуре окружающей среды -10 °C для работы в скважинах при 175 °C.

Теперь доступно решение, сочетающее в себе результаты разработки высокотемпературных батарей и сложную систему управления батареями для максимального увеличения емкости батареи для работы при высоких температурах. Эта высокотемпературная батарея была разработана, а ее характеристики подтверждены в результате тщательных квалификационных испытаний. Результаты тестов показывают, что батарея оптимально работает при температуре выше 120 °C. При температуре ниже 120 °C батарея разряжается экспоненциально с понижением температуры. Разъединитель разработан с учетом интеллектуального управления емкостью батареи путем переключения на проводное питание, когда оно присутствует. Надежная низкоскоростная телеметрия позволяет обновлять таймер по желанию во время работы

Wireline electromechanical release devices are critical and imperative for wireline operations. New-technology intervention and tractor tools cannot be deployed in oil wells without a reliable release device. For the intrinsic challenges of high temperature and longer horizontal wells, the reliability of these electromechanical release devices in the event a toolstring gets stuck downhole becomes even more important.

The ability to operate an electromechanical release device on battery at high temperature reduces the overall risk of the intervention because it provides a secondary release option in case there is a damage to the wireline cable or toolstring that prevents communication with the release device downhole. A battery-operated release device activates on the expiration of a programmed timer, even in the absence of wireline power or the presence of a short circuit. The programmed timer can be updated only if communication with the toolstring is feasible, otherwise it reliably releases as originally programmed.

Battery-operated electromechanical release devices for 175 °C-rated tools, require the battery and associated control and power management electronics to function reliably at 175 °C. Due to the chemical composition of this high-temperature battery, its capacity at low temperature is a small fraction of its capacity at high temperature. This presents a challenge in deploying these batteries, because some are installed and activated at surface ambient temperature of -10 °C, for deployment in 175 °C wells.

Now the solution exists as a result of the combination of the development of a high-temperature battery and sophisticated battery management to maximize battery capacity for high-temperature operations. Through thorough qualification, this high-temperature battery was developed and validated. Test results show that the battery works optimally above 120 °C. Below 120 °C, the battery depletes exponentially, as the temperature decreases. The release device has been designed to intelligently manage battery capacity by switching to wireline power when it is present. The reliable low-bandwidth telemetry makes it possible to update the timer as desired during the wireline operation. The passivation prevention circuit helps prevent battery chemical passivation, maintaining its maximum capacity during the operation. All these technology components combined enable reliable and repeatable battery activation of the electromechanical release device at 175 °C.

**Unique Electronically Activated
Nonexplosive Wireline Cutter**

на проводе. Схема предотвращения пассивации помогает предотвратить химическую пассивацию батареи, поддерживая ее максимальную емкость во время работы. Сочетание всех этих технологических компонентов обеспечивает надежную и повторяемую активацию электромеханического разъединителя с питанием от аккумуляторной батареи при 175 °C.

Уникальный невзрывной резак для каната с электронным управлением для безопасной и надежной резки широкого диапазона slickлайна и кабелей

Jill Hillier, Nader Sabanegh, Mark Nicol, Schlumberger

Невзрывной резак для каната с электронным управлением спускают с поверхности, чтобы перерезать slickлайн и кабели при прихвате инструментальной колонны в скважине. Резак активируется электронным таймером и модулем срабатывания.

Изначально резак был спроектирован для надежной резки slickлайна и канатных кабелей в диапазоне от 0,105 до 5/16 дюйма. По мере того как кабели становились все крупнее и сложнее, возникла необходимость в более надежных резаках, способных отрезать кабель с внешним диаметром вплоть до 0,59 дюйма.

Предварительно программируемый таймер обратного отсчета и дополнительные возможности индивидуальной настройки обеспечивают срабатывание на заданной глубине и гарантию активации без использования взрывчатых веществ или ударов о застрявший инструмент для выполнения разреза. Описаны особенности уникального невзрывного резака с электронным управлением, а также представлены несколько примеров из практики наземных и морских операций.

Секция 11. Электронные стендовые доклады для обмена знаниями VII

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

Новые методы проектирования при разработке механических инструментов для внутрискважинных работ с уникальным функционалом экстренного разъединения для работы с забойными клапанами-отсекателями

Ganesh Balasubramanian, Schlumberger Technology Corporation

Подповерхностные запорные клапаны, такие как клапаны изоляции пластов (FIV), изолируют пласт от добывающего ствола после первой перфорации и нижнего заканчивания. Это позволяет выполнить верхнее заканчивание и в некоторых случаях выполнить несколько СПО для перфорации до того, как скважина начнет добычу. В течение этого времени они защищают пласт от потери жидкости и давления, действуя как двунаправленный барьер для жидкости. Помимо сокращения времени нахождения установки на скважине, ключевым преимуществом FIV является снижение затрат на внутрискважинные работы. FIV можно открывать и закрывать несколько раз при

Provides Safe and Reliable Cuts on Largest Range of Slickline and Wireline Cables

Jill Hillier, Nader Sabanegh, Mark Nicol, Schlumberger

The electronically activated nonexplosive wireline cutter drops from surface to sever slicklines and cables when a toolstring becomes stuck downhole. The cutter is activated via an electronic timer and trigger module.

The cutter was originally designed to cleanly cut slickline and wireline cables ranging from 0.105 in. to 5/16 in. As wireline cables become larger and more complex, the need for a more robust wireline cutter was needed to cut cable with outer diameters as large as 0.59 in.

Preprogrammed countdown times and optional custom programming capabilities support target depth and activation assurance without reliance on explosives or impact against the stuck toolstring to make a cut. The features of the unique electronically activated nonexplosive wireline cutter are outlined and several case studies presented from onshore and offshore operations.

Session 11: Knowledge Sharing ePosters VII

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

Novel Design Methodologies to Develop Mechanical Intervention Tools with Unique Emergency Release Feature to Operate Subsurface Barrier Valves

Ganesh Balasubramanian, Schlumberger Technology Corporation

Subsurface barrier valves such as a formation isolation valves (FIVs) isolate the formation from the production bore after the first perforation and the lower completion has been installed. This enables installation of the upper completion and in some cases multiple perforation runs before the well starts producing. During this time, they protect the formation from fluid loss and pressures by acting as a bidirectional fluid barrier. In addition to reduced rig time, a key advantage of FIVs is reduced intervention costs. FIVs can be opened and closed multiple times as required, mechanically with an intervention tool such as a primary shifting tool (PST) (Fig. 1). The conveyance method for PSTs can be on coiled tubing, work string, perforating string, or wireline (using a tractor and stoker) to open and close FIVs. PSTs then must reliably engage and release from shifting profiles in

необходимости механически с помощью инструмента для внутрискважинных работ, такого как ключ-толкатель (PST). Методом транспортировки PST может быть гибкая труба, рабочая колонна, перфорационная колонна или трос (с использованием трактора и строкера) для открытия и закрытия FIV. Затем ключ должен надежно встать в профиль клапана для его смещения и последующего перевода в открытое/закрытое положение и разъединиться с профилем после успешного срабатывания клапана.

Следовательно, конструкция ключа-толкателя имеет решающее значение для надежной работы FIV. В случае возникновения чрезвычайной ситуации, когда профиль переключения инструмента не может выйти из профиля зацепления в FIV, критически важно иметь функцию аварийного разблокирования, запроектированную в PST, которая может позволить разблокировать инструмент, не повреждая клапан изоляции пласта. Разработана новая методология проектирования ключа-толкателя, позволяющая осуществить аварийное высвобождение посредством контролируемой пластической деформации при нагрузках ниже ограничения сдвига рабочей колонны. Эта методология также позволяет избежать разрушения компонентов ключа, так как свободные части могут остаться в стволе скважины при извлечении инструмента из скважины после аварийной разблокировки.

Упрощение сложных операций по ликвидации с использованием высокопроизводительной технологии расширяемой пробки

Maria Camila Laguado, Weatherford; Oscar Leonardo Suarez, Ecopetrol; Robert Allan Murphy, Weatherford; Edgar Mora, Luis Rinconn, Diego Martín Maya, Ecopetrol

В апреле 2017 года скважина Cupiagua H42, расположенная в Колумбии, была приостановлена из-за проблем с притоком, вызванных низким газо-жидкостным соотношением (GLR), несмотря на то что скоростная колонна 5 дюймов × 4 1/2 дюйма была спущена ниже забойного клапана-отсекателя (корпусный клапан) после первоначального заканчивания для улучшения притока. Были оценены другие технические подходы к реанимации скважины и извлекаемым объемам, например, технология газлифта на колтюбинге и переход на газовый инжектор. Однако экономические оценки различных рассмотренных подходов показали лишь незначительные результаты и низкую вероятность эксплуатационного успеха из-за наличия оставленных частей колонны в верхней части хвостовика внешнего диаметра 4 1/2 дюйма. Принимая во внимание все эти факты, было принято решение о ликвидации скважины в соответствии с постановлениями правительства Колумбии.

Достижение этого требования будет затруднено ограничением в 3,25 дюйма в скважине и необходимостью изоляции внутри 7-дюймового эксплуатационного хвостовика.

Секция 12. Разработки, применение и решения на кабеле

В докладах, представленных в этой секции, основное внимание будет уделено возникающим проблемам и решениям, предлагаемым в ходе рутинных и нестандартных операций на месторождениях. Разработанные инструменты и используемые методы транспортировки были выбраны для

the FIVs to operate the valve and release from the profile after successful valve actuation.

Hence design of the PST is critical for reliable FIV operation. In the event of an emergency where the shifting profile in the tool is unable to release from the engaging profile in the FIV, it is critical to have an emergency release feature inherent in the PST that can enable release of the tool yet not damage the FIV. A novel methodology was developed to design PSTs to enable emergency release if required, through controlled plastic deformation at loads below work string shear limitation. This methodology also avoids fracturing of PST components as free-hanging pieces could be caught in the wellbore while pulling out the tool from the well after emergency release.

Complex Abandonment Operation Simplified through the use of High Performance, High Expansion Plug Technology

Maria Camila Laguado, Weatherford; Oscar Leonardo Suarez, Ecopetrol; Robert Allan Murphy, Weatherford; Edgar Mora, Luis Rinconn, Diego Martín Maya, Ecopetrol

On April 2017, the well Cupiagua H42 located in Colombia was suspended due to lifting capacity which were caused by low gas-liquid ratios (GLR) despite a 5" × 4-1/2" velocity string had been hanged below Down Hole Safety Valve (Insert Valve) after original completion was run in order to improve the lifting capacity. Others technical approaches for well recovery and recoverable volumes were evaluated, for example Coiled Tubing gas lift technology and conversion to a gas injector. However, economic evaluations of the different approaches considered, indicated only marginal results and low probability of operational success due to a fish at the top of the 4-1/2" OD liner. Taking all these fact into consideration, the decision was to abandon the well in accordance with Colombian Governmental regulations.

The Achieving of this requirement would be difficult due to the 3.25-in. restriction in the well, and the necessity of isolation inside the 7-in. Production Liner.

Session 12: Wireline Developments, Applications, and Solutions

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

оптимизации оперативного успеха внутрискважинных работ. Выступающие представляют актуальные проблемы скважин и практические примеры для демонстрации того, как применение кабельных технологий позволило успешно выполнить задачи внутрискважинных работ с помощью кабельных решений.

Современные кабели и процесс их квалификации

Homero Castillo, Baker Hughes Company; Vadim Protasov, Dustin Dunning, WireCo WorldGroup; Kevin Nutt, C.S.R.; Phil Gibson, Andy Glasgow, TMT Laboratories

С ростом популярности длинных, извилистых скважин и скважин с высокой температурой и давлением требования к характеристикам кабелей и тросов, используемых при каротажных и внутрискважинных работах, стали значительно более высокими. После того как производитель представляет новую конструкцию кабеля, и до того, как новые кабели могут эксплуатироваться заказчиком, во избежание инцидентов, связанных с безопасностью, эксплуатацией и качеством обслуживания, компании, предоставляющие кабельный сервис, должны оценить и подтвердить пригодность кабелей для условий, в которых они будут эксплуатироваться.

В этой работе задокументированы последние изменения в конструкции проводных кабелей, а также ряд постпроизводственных процессов и испытаний, предназначенных для оценки полученных новых проводных кабелей. Все это результат тесного сотрудничества между производителем проводного кабеля, поставщиком услуг по ремонту и обслуживанию кабелей, а также испытательной лабораторией и сервисной компанией. Постпроизводственные испытания и процессы, рассматриваемые в данной статье, можно разделить на следующие категории:

- прочность кабеля и комплексные испытания на усталость;
- процесс снятия растяжения кабеля;
- процесс квалификации для использования в условиях живой скважины.

В этом документе подробно рассматривается дизайн конкретных изменений конструкции кабеля, квалификационные испытания, постпроизводственные процессы и степень их коммерческого внедрения в нашей отрасли. Также приводятся конкретные примеры современных кабелей вместе с результатами примененных к ним процессов постпроизводства.

Возможность проведения каротажа и внутрискважинных работ в современных сложных скважинах с использованием подходящих для этого проводных кабелей обеспечивает большую безопасность операций, сокращенное время выполнения операций, значительную экономию по сравнению с альтернативными методами, более длительный срок службы кабелей, отказ от дорогостоящих промысловых операций и снижение затрат на потери инструмента.

Эта работа призвана повысить понимание читателями технологий, материалов, методов и процессов, задействованных при разработке, изготовлении, квалификации и надлежащем использовании проводных кабелей; эти знания принесут наибольшую пользу тем, кто покупает или предоставляет кабельные и тросовые услуги в сложных условиях.

Modern Wireline Cables and Their Qualification Processes

Homero Castillo, Baker Hughes Company; Vadim Protasov, Dustin Dunning, WireCo WorldGroup; Kevin Nutt, C.S.R.; Phil Gibson, Andy Glasgow, TMT Laboratories

With the increased popularity of long, tortuous and HPHT wells, the performance requirements for wireline cables used in logging and well intervention jobs in these modern wells have become significantly more demanding. Once a manufacturer releases a new cable design and before the new cables are used in customer jobs, to avoid safety, operational and service quality incidents, the wireline service companies need to assess and confirm the cables' fitness for the conditions in which they will be used.

This paper documents the recent wireline cable design changes and a battery of post-manufacturing processes and tests intended to qualify the resulting new wireline cables, all product of a close collaboration between a wireline cable manufacturer, a cable service and repairs vendor, a cable testing laboratory and a wireline service company. The post-manufacturing tests and processes subject of this paper can be grouped in the following categories:

- Cable strength and comprehensive fatigue tests;
- Cable constructional stretch removal process;
- Live well-control running qualification process.

In this paper, we will elaborate on the design of the specific cable design changes, qualification tests, post-manufacturing processes, and their rate of commercial adoption by our industry. We will also show several specific examples of modern cables along with the outcome of the post-manufacturing processes applied to them.

The ability to perform logging and well interventions in modern complex wells using fit-for-purpose wireline cables has resulted in safer operations, shorter operating times, significant savings when compared with alternative deployment methods, longer useful cable lives, avoidance of expensive fishing operations and lost-in-hole charges.

This paper is intended to enhance the understanding of the readers on the technologies, materials, methods and processes involved on the quest to design, make, qualify and properly use wireline cables; this knowledge will benefit the most those who buy or provide wireline services in challenging environments.

Recent Electric Line Tractor Technology Developments Deliver

Недавние разработки в области технологий электрических тракторов позволяют повысить эффективность проведения работ, возможности по доставке инструментов и уверенность в успехе операций

Stuart Murchie, Gerald McNally, Bård Tinnen, Robert Worsman, Altus Intervention

До недавнего времени скорости движения электрических тракторов были значительно ниже их истинного потенциала из-за элементов, связанных с конструкцией, принципами работы и динамикой системы. Несколько примеров из недавних операций по использованию тракторов с электроприводом иллюстрируют ряд эксплуатационных преимуществ, являющихся результатом инженерного перепроектирования за счет применения новейших электронных и гидравлических технологий в использовании электрических тракторов.

Электрогидравлические тракторы были разработаны в середине 1990-х годов в качестве альтернативного средства доставки активируемых по проводу инструментов по участкам скважин с сильным уклоном или горизонтальным участкам скважин. Применение тракторов значительно расширилось с годами – они применялись для транспортировки все большего количества технологических элементов (например, каротажных инструментов, баллистических устройств и электромеханических устройств) по все расширяющемуся парку наклонно-направленных скважин все большей протяженности и извилистости. Производительность и возможности тракторов с электроприводом всегда являлись компромиссом между многочисленными ограничивающими факторами, включая связанные с собственно кабелем (прочность, вес, длина, номинальное напряжение и ток), наземным источником питания, компонентами трактора (мощность забойного двигателя и эффективность привода), а также размерами заканчивания для применения. До сих пор это требовало наличия предварительных требований к трактору для успешного выполнения работы, что приводило к ограничению параметров производительности, таких как тяговое усилие и скорость трактора.

В этой работе обсуждаются недавние усовершенствования платформ тракторов, достигнутые за счет модернизации и применения новых электронных и гидравлических разработок, которые позволяют оперативно оптимизировать компоненты и параметры трактора. Полевые работы демонстрируют достигнутое увеличение скорости движения трактора примерно в три с половиной раза по сравнению с ранее доступными, что представляет собой новый стандарт эффективности трактора с электроприводом. Эти скорости в сочетании с повышенной способностью транспортировки полезной нагрузки и повышенной уверенностью в выполнении задачи являются еще более актуальным преимуществом для скважин значительной измеренной глубины, боковой длины, сложных профилей и траектории.

Представленная технология также позволит инженерам по заканчиванию скважин с большей уверенностью планировать сложные внутрискважинные работы в

Significantly Increased Job Efficiency, Increased Payload Capability, and Improved Mission Certainty

Stuart Murchie, Gerald McNally, Bård Tinnen, Robert Worsman, Altus Intervention

Until recently, electric line tractor driving speeds have been lying significantly below their true potential, because of elements related to design, working principles and system dynamics. Several case histories from recent electric line tractor conveyance operations illustrate the number of operational benefits that have resulted from an engineering re-design, through applying the latest electronic and hydraulic technologies to electric tractor conveyance.

Electrohydraulic tractors were developed in the mid 1990s as an alternative means to convey electric line deployed tools along the highly deviated or horizontal sections of wells. The application of this tractor technology has grown considerably over the years, having been applied to convey an increasing range of technology payloads (for example, logging tools, ballistic devices and powered mechanical applications) to an expanding stock of deviated wells with increasing length and tortuosity. The performance and capability of electric line tractor tools has always been a trade-off between numerous limiting factors including the electric line cable (strength, weight, length, voltage and current rating), the surface power supply, the tractor components (downhole motor power and drive train efficiency), and the completion size into which it is deployed. This has until now necessitated tractor pre-set requirements to successfully perform a job, resulting in limitations on performance criteria such as tractor pull force and speed.

This paper discusses recent improvements to the tractor platform achieved through redesign and by applying new electronic and hydraulic developments which enable in-well, on-the-fly optimisation of the tractor components and parameters. The field operations demonstrate the transformation in tractor conveyance speeds achieved, in the order of three and a half times that previously delivered, representing a new standard in electric line tractor conveyance efficiency. These speeds, coupled with increased payload conveyance capability and the improved mission certainty which can be achieved, are even more relevant in wells of significant measured depth, lateral length and challenging well profiles and trajectory complexity.

The technology presented will also allow well completion engineers to plan complex well intervention jobs in demanding wells

сложных скважинах по причине большей уверенности в эксплуатационном успехе.

Применение забойного трактора при изоляции зон газовой скважины

Li He, James McAllister, Shell Exploration & Production Company; John Hawkins, Halliburton; Marissa Turner, Altus Intervention

В скважинах с большим углом наклона скважинные тракторы могут использоваться для транспортировки бурильной колонны на силовом кабеле (e-line). В этой работе представлены проектные решения, планирование и выполнение зональной изоляции без буровой установки в газовой скважине, расположенной в Мексиканском заливе. В качестве средства доставки во время этой зональной изоляции использовались скважинные тракторы.

Предполагалось, что в глубоководной газовой скважине с прямым вертикальным доступом произошел выброс песка. Скважина была оценена и определена как кандидат на резку бокового ствола крупного диаметра (BHST). В рамках подготовки к BHST перед разборкой планировалось провести зональную изоляцию. Скважина имеет сильное отклонение с максимальным углом 81,5 градуса. В качестве средства доставки для необходимых операций на кабеле был выбран скважинный трактор. Из-за истории скважины предполагалось, что ствол скважины забит песком. Обсуждается выбор методов смягчения последствий для снижения риска прихвата бурильной колонны в песчаном столбе. Методология включала использование видео обратной связи в реальном времени для оценки состояния скважины, а также использование специальных элементов натяжения и разъединения. Перед выполнением были проведены испытания системной интеграции (SIT) между операторами и обслуживающими компаниями, чтобы убедиться, что кабель e-line, тракторы и компоновки низа бурильной колонны (КНБК) полностью совместимы и работают.

В рамках работ по изоляции зон на тракторе была установлена скважинная камера для наблюдения за состоянием ствола скважины от забойного клапана-отсекателя до предполагаемой глубины выемки. Трактором была доставлена и установлен на глубине пакер сквозной НКТ с заглушкой. Трактором был доставлен струйный резак, активированный по глубине. Работа по изоляции зон была завершена без чрезмерных простоев трактора. Дополнительным преимуществом этой операции стало значительное сокращение времени работы установки, необходимого для вывода скважины из эксплуатации, и ускорения перевода скважины на добычу.

Этот практический пример демонстрирует возможности скважинного трактора при доставке инструментов в глубокой, почти горизонтальной скважине, а также совместимость скважинного трактора с различными инструментами. Обсуждаются уроки, относящиеся к применению тракторного транспорта.

Передовые подходы для проектирования, эксплуатации и обслуживания инструментов для внутрискважинных работ на кабеле в кислых средах

Greg Giem, Mark Milkovich, Schlumberger

with more confidence now that it is available to increase operational success.

Application of Downhole Tractor in Gas Well Zonal Isolation

Li He, James McAllister, Shell Exploration & Production Company; John Hawkins, Halliburton; Marissa Turner, Altus Intervention

In high angle wells, downhole tractors can be used for electric line (e-line) deployed toolstring conveyance. This paper presents the job design, planning, and execution of a rigless zonal isolation in a gas well located in the Gulf of Mexico. Downhole tractors were used as the method of conveyance during this zonal isolation.

A deepwater direct vertical access gas well was suspected to have had a sand failure event. The well was assessed and identified to be a candidate for big-hole sidetrack (BHST). In preparation to the BHST, a zonal isolation was planned to be performed prior to the decommission. This well is highly deviated with a maximum angle of 81.5 degrees. A downhole tractor was selected to be the method of conveyance for the required wireline operations. Due to well history, the wellbore was suspected to be obstructed by sand. Selection of mitigation methods to reduce the risk of sticking toolstring in sand fill is discussed. Methodology included the use of real-time video feedback to evaluate downhole condition, as well as the use of specific tension and release subs. Prior to execution System Integration Tests (SIT) were conducted between operator and service companies to ensure the e-line cable, tractors, and bottom hole assemblies (BHA) were fully compatible and operable.

As part of the zonal isolation work, a downhole camera was deployed on tractor to observe the condition of the wellbore from SCSSV to proposed cut depth. A thru-tubing packer with blow-out plug was deployed on tractor and set on depth. A jet cutter was deployed on tractor and activated on depth. The zonal isolation job was completed without excessive tractor misruns. The job added significant value by reducing rig time needed for decommission and accelerating well handover to Production.

This case study demonstrates the capability of downhole tractor at deploying tools in a deep near-horizontal well, and downhole tractor's compatibility with a variety of tools. Learnings relevant to the application of tractor conveyance are discussed.

Best Practices for Design, Operation, and Maintenance of Wireline Intervention Tools for Sour Service

Greg Giem, Mark Milkovich, Schlumberger

В этой работе представлены уроки, извлеченные из проектирования и развертывания в полевых условиях множества различных инструментов в кислой среде. В ней рассматриваются требования и последствия проектирования, эксплуатации и технического обслуживания инструментов для внутрискважинных работ на кабеле при воздействии H_2S и CO_2 .

Многие скважины в мире пробурены на месторождениях с высокими концентрациями H_2S и CO_2 . Даже при низких концентрациях H_2S инструменты на кабеле, разработанные из обычных скважинных материалов, подвергаются риску катастрофического разрушения из-за сульфидного растрескивания под напряжением (SSC), коррозионного растрескивания под напряжением (SCC) и растрескивания, вызванного водородом (HIC). Эти скважины также обладают высокой коррозионной активностью, поэтому даже материалы, которые не очень уязвимы к отказам по указанным причинам, могут пострадать от обширной коррозии, что по-прежнему делает их непригодными для использования в этих условиях. Инструменты для внутрискважинных работ на кабеле подвержены особенно высокому риску выхода из строя, поскольку высокие нагрузки, которые они испытывают во время нормальной работы, исключают методы, которые могут быть стандартными для более легкого оборудования, такого как инструменты для каротажа на кабеле.

Инструменты для внутрискважинных работ на кабеле, предназначенные для работы в кислых средах, должны быть спроектированы с самого начала с соответствующими требованиями, чтобы избежать не только проблем с SSC, SCC, HIC и коррозией, но и любых проблем, которые могут быть связаны с материалами, выбранными для предотвращения этих проблем. Материалы, способные выдерживать значительные растягивающие усилия в кислой среде, чрезвычайно ограничены, и большинство из них подвержены истиранию. При проектировании необходимо соблюдать осторожность, чтобы избежать ситуаций, в которых может возникнуть истирание. И H_2S , и CO_2 растворяются в воде, образуя слабые кислоты, поэтому количество присутствующей воды также является важным фактором при определении приемлемых материалов.

Работа инструментов для внутрискважинных работ на кабеле в кислых условиях эксплуатации должна быть тщательно спланирована и выполнена. Правильные процедуры очистки и технического обслуживания также имеют решающее значение для поддержания надежности и долговечности инструмента после операций в кислых средах.

Во многом исторически при планировании внутрискважинных работ на кабеле и выборе материалов специалисты руководствовались внутренними знаниями (т. е. неписаными правилами и собственным передовым опытом) и стандартом ANSI/NACE MR0175/ISO 15156, Нефтяная, нефтехимическая и газовая промышленность – Материалы для использования в средах, содержащих H_2S , при добыче нефти и газа. Внутренние знания часто вызывают подозрение, а применение стандарта для оборудования для внутрискважинных работ на кабеле затруднено, поскольку важны другие факторы, кроме растрескивания. В этой работе рассматривается не только выбор материалов, она также включает руководство и

This paper presents lessons learned from the design and field deployment of many different assets in sour environments. It will address the requirements and implications of design, operation, and maintenance of wireline intervention tools when exposed to H_2S and CO_2 .

Many wells in the world are drilled in fields with high concentrations of H_2S and CO_2 . Even low concentrations of H_2S put wireline tools designed from conventional downhole materials at risk of catastrophic failure through sulfide stress cracking (SSC), stress corrosion cracking (SCC), and hydrogen induced cracking (HIC). These wells are also highly corrosive, so even materials that are not highly vulnerable to these failure modes may suffer from extensive corrosion that still renders them unusable in these environments. Wireline intervention tools are at especially high risk of failure because the high loads they experience during normal operations preclude practices that might be standard in lighter-duty equipment like wireline logging tools.

Wireline intervention tools that are intended for sour service should be designed from the beginning with corresponding requirements to avoid not only SSC, SCC, HE, and corrosion issues, but also any issues that may be related to the materials that are selected to avoid these failure modes. Materials capable of supporting high tensile forces in sour environments are extremely limited, and most of these are susceptible to galling. Care must be taken during the design to avoid situations where this galling would occur. Both H_2S and CO_2 are soluble in water to create weak acids, so the amount of water present is also an important factor when determining acceptable materials.

Operation of wireline intervention tools in sour service environments must be carefully planned and executed. Proper cleaning and maintenance procedures are also critical to maintaining tool reliability and longevity following sour operations.

Much historical wireline intervention design and material selection is based on tribal knowledge (i.e., unwritten knowledge and best practices), and standard ANSI/NACE MR0175/ISO 15156, Petroleum, Petrochemical and Natural Gas Industries—Materials for use in H_2S -Containing Environments in Oil and Gas Production. Tribal knowledge is often suspect, and the application of the standard is difficult for wireline intervention equipment because factors other than cracking are important. This paper also moves beyond material selection to include guidance and best practices for mechanical design, operation, and maintenance of wireline intervention tools that are not directly addressed by NACE standards.

Установка КОЛТЮБИНГОВАЯ МК30Т-50



Установка колтюбинговая МК30Т (МК30Т-50) производства СЗАО «ФИДМАШ» смонтирована на полноприводном шасси (10x10) и представляет собой полный комплект оборудования для работы с безмуфтовой длинномерной трубой (БДТ). Предназначена для БДТ диаметром 44,45 мм, но может также работать с БДТ диаметром 50,8 мм. Зимний пакет и кондиционеры в обеих кабинах.

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



Технические характеристики

Шасси	МЗКТ 10x10
Максимальное тяговое усилие инжектора, кН (кгс)	355 (36 200)
Максимальная длина БДТ на барабане, м	
при диаметре БДТ 38,1 мм (толщина стенки переменная)	7000
при диаметре БДТ 44,45 мм (толщина стенки до 4,0 мм)	5500
при диаметре БДТ 50,8 мм (толщина стенки до 5,2 мм)	3800
Максимальная масса БДТ, допускаемая конструкцией, кг	23 000
Максимальное рабочее давление, МПа	70
Габаритные размеры, мм, не более (L x W x H)	15 200 x 2 550 x 4 490

MK30T-50 Coiled Tubing Unit



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

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

Technical specifications

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



передовой опыт по механическому проектированию, эксплуатации и техническому обслуживанию инструментов для внутрискважинных работ на кабеле, которые непосредственно не охватываются стандартами NACE.

Существенное сокращение временных и финансовых издержек за счет фрезерования на кабеле при увеличении внутреннего диаметра пакерной подвески

Alessandro Mangione, Elpidio Gravante, Giuliano Sinibaldi, Adriano Cianci, Gianluigi Sala, Raimondo Magri, Crescenzo Altarelli, Cristiano Paoli, ENI; Maximilien Hallaire, Andres Hernandez, Gregory Perry, William MacPherson, Welltec

Добывающая скважина, расположенная на шельфе Конго, была оборудована не открывшимся забойным клапаном-отсекателем, спускаемым и извлекаемым на лифтовой колонне и управляемым с поверхности. Под ним был установлен дублирующий клапан-отсекатель со штоком, поддерживающим заслонку в открытом положении. Это условие, помимо ограничения добычи, было временным решением, как определено в политике обеспечения целостности скважин Eni (оператора); по этой причине пришлось заменить забойный клапан. Для этого нужно было снять заканчивание, что подразумевало разрезание разрезаемого пакера. Через забойный клапан необходимо было пропустить инструмент для открытия замка, чтобы резак мог дойти до пакера. Инструмент для открытия замка был слишком большим, чтобы пройти через пакерную подвеску. Eni поставила перед сервисной отраслью задачу предложить решение, позволяющее расточить закаленную пакерную подвеску при сохранении ее механической целостности. Решение также необходимо было быстро внедрить во избежание дорогостоящего простоя буровой установки.

В выбранном решении использовалась установленная на тросе фрезерная колонна, оснащенная коронкой с алмазным покрытием. Это решение отличалось преимуществами в нескольких областях: система считывания показаний с поверхности давала возможность точно контролировать операцию фрезерования, возможность комбинирования инструментов позволяла адекватно планировать потенциальный выход извлекаемого оборудования с сохранением при этом барьеров на действующей скважине, а размер оборудования позволял осуществить быстрое развертывание в условиях шельфа.

Работы по фрезерованию были завершены за одну СПО с общим временем фрезерования 1 час 47 минут.

В публикации обсуждается объем работ по проекту, подготовка оборудования и выполнение работ, оценка риска и снижения затрат, а также оценка дополнительных преимуществ, достигнутых за счет удаления отказавшего забойного клапана-отсекателя.

Мощный ловильный инструмент на кабеле с КИП

Greg Giem, Schlumberger

В этом документе описываются возможности и преимущества инструмента размером 3 1/8 дюйма с ►

Significant Time Reduction and Cost Savings Realized Through the Use of Wireline Deployed Milling Services, to Enlarge a Tubing Hanger

Alessandro Mangione, Elpidio Gravante, Giuliano Sinibaldi, Adriano Cianci, Gianluigi Sala, Raimondo Magri, Crescenzo Altarelli, Cristiano Paoli, ENI; Maximilien Hallaire, Andres Hernandez, Gregory Perry, William MacPherson, Welltec

A producing well located offshore Congo was equipped with a TRSCSSV which failed to open. A velocity valve, with a stem beneath, had been installed to keep the flapper open. This condition, apart from restricting the production, was a temporary solution as defined in Eni's (the operator) well integrity policy; for this reason, the SSV had to be replaced. In order to do so, the completion needed to be removed, which implied cutting the cut-to-release packer. A lock open tool needed to be run in the SSV to allow the cutter to reach the packer. The lock open tool was too big to pass the tubing hanger. Eni issued a challenge to the service industry, to come up with a solution to enlarge the hardened tubing hanger while preserving its mechanical integrity. The solution also had to be deployable quickly as the drilling unit could incur costly standby.

The retained solution used a wireline deployed milling toolstring equipped with a diamond coated bit. The benefits of this solution impacted several areas: the surface read out system allowed for fine control of the milling operation, the combinability of the tools allowed for adequate planning of potential fish recovery while retaining well barriers on a live well and the size of the equipment allowed for a rapid overseas mobilization.

The milling operation was completed in a single run, with a total milling time of 1hr 47 min.

The paper will discuss the project scope of work, equipment preparation and job execution, an estimate of the risk and cost reduction delivered, and an estimate of the added production enabled by removing the failed SSV.

Instrumented High-Force Wireline Fishing Tool

Greg Giem, Schlumberger

This paper outlines the capabilities and advantages of a 3 1/8-in. instrumented wireline tool designed for fishing or shifting in casedhole wells with up to 90,000 lbf with high precision and minimized tubular deformation.

Some fishing necks have ratings higher ►

КИП на кабеле, предназначенного для извлечения или перемещения оборудования в обсаженных скважинах с нагрузкой до 90 000 фунтов-силы с высокой точностью и минимальной деформацией труб.

У некоторых ловильных шеек номинальная нагрузка выше максимальной нагрузки линейных приводов аналогичного размера. Чтобы максимизировать тянущее усилие, прикладываемое к захватываемому оборудованию, необходимо задействовать линейный привод с мощностью, по крайней мере, такой же, как у ловильной шейки, но без увеличения диаметра до такой степени, чтобы это мешало проходу по трубе или не соответствовало ограничениям по диаметру выше ловимого оборудования. Кроме того, необходимо обеспечить приложение столь высокого усилия без повреждения трубы, в которой линейный привод реагирует на силу, приложенную к ловимому оборудованию. Это налагает требование к анкерному модулю избегать приложения чрезмерных радиальных сил к внутренней части трубы.

Разработан линейный привод с доказанным тяговым усилием до 90 000 фунтов силы для лова застрявшего инструмента без превышения диаметра 3 1/8 дюйма. Это достигается за счет точных измерений усилия, приложенного к инструменту, смещения инструмента относительно трубы, радиальной силы, прикладываемой к трубе якорями, и точного положения открытия якорей. При этом также выполняются измерения температуры и давления для обнаружения изменений параметров ствола скважины при исправлении прихвата шаровых кранов или скользящих муфт. Было выполнено обширное моделирование, чтобы помочь в оперативном планировании и гарантировать, что анкерные опоры не повредят стенку труб. Несколько анкерных модулей можно запускать последовательно для дальнейшего распределения радиальных и осевых нагрузок, если это необходимо для тонкостенных труб.

Использование высокоточных приборов и высокопрочной механической конструкции позволяет линейному приводу обеспечивать тяговое усилие вдвое больше, чем у аналогичных линейных приводов тех же физических размеров. Это позволяет выполнять ловильные операции на кабеле в обсаженных скважинах, которые ранее были недоступны из-за требований к усилию или ограничений по диаметру, несовместимых с параметрами гибких НКТ.

Первый в мире опыт фрезерования керамической заслонки на E-Line

Ahmad Faizal Rosli, Ahmad Syafiq Md Noor, Welltec®, Nicholas Kwang Hui Foo, Anie Jelic, Fairus Azwardy Bin Salleh, Mohd Zulkifli Omar, Ainur Husna Sulhi, PETRONAS Carigali Sdn Bhd

Диагностика и устранение неизвестных препятствий в скважине при больших отклонениях представляет собой серьезные проблемы для операторов. Комбинация скважинной камеры с трактором на силовом кабеле (e-line) позволяет операторам перемещаться под большими углами и просматривать изображение с камеры в реальном времени, что недоступно для обычного колтубинга (ГНКТ), если не используется дорогостоящий смарт-КТ. Кроме того, поскольку e-line уже присутствует на

than maximum capacity for linear actuators of similar size. To maximize the pull force applied to the fish, it was necessary to intervene with a linear actuator with a capacity at least as high as the fishing neck, but without increasing diameter to the point that it did not fit in the tubing or through restrictions above the fish. It is additionally necessary to accomplish this high pull without damage to the tubular where the linear actuator reacts the force applied to the fish. This imposes a requirement on the anchor module to avoid applying excessive radial forces to the inside of the tubular.

A linear actuator was designed that has proven a pull capacity of up to 90,000 lbf to fish stuck tools without exceeding a 3 1/8-in. tool diameter. This module can achieve this feat with precision measurements on the force applied to the fish, the displacement of the fish relative to the tubular, the radial force applied to the tubular by the anchors, and the exact opening position of the anchors. It also carries onboard temperature and pressure measurements to detect changes in wellbore parameters when used for exercising stuck ball valves or sliding sleeves. Extensive simulations have been completed to aid in operational planning and ensure anchor pads do not damage the wall of the tubulars. Multiple anchor modules can be run in series to further distribute radial and axial loads if needed for thin-walled tubing.

The use of high-precision instrumentation and high-strength mechanical design enabled a linear actuator to accurately pull twice as much as similar linear actuators with the same physical dimensions. This allows wireline to complete fishing operations in casedhole wells that were previously inaccessible either because of force requirements or diameter constraints, surpassing coiled tubing capacity.

World's First EGF Flapper Milling Via E-Line

Ahmad Faizal Rosli, Ahmad Syafiq Md Noor, Welltec®, Nicholas Kwang Hui Foo, Anie Jelic, Fairus Azwardy Bin Salleh, Mohd Zulkifli Omar, Ainur Husna Sulhi, PETRONAS Carigali Sdn Bhd

Diagnosing and resolving unknown well obstructions at high deviations presents significant challenges to Operators. Combining a downhole camera with an electric line (e-line) tractor enables operators to traverse high angles and view the camera feed in real time, options unavailable on conventional Coiled Tubing (CT) unless running expensive smart CT. Furthermore, with e-line already on site, the operator maintains the flexibility to rig up an e-line milling tool to mill the obstruction. This paper

площадке, оператор может установить фрезерный инструмент для фрезерования препятствия. В этой статье описывается, как инструменты e-line помогли выявить препятствие в закрытой скважине и впервые успешно расфрезеровали керамическую заслонку EGF.

Ранее в этом году на газовом месторождении на шельфе Восточной Малайзии оператору необходимо было изучить возможный выброс песка из гравийной набивки в открытом стволе перед разработкой плана восстановления скважины для реактивации. Скважина представляла несколько проблем, таких как большие углы, неизвестные ограничения, ограничения в пределах внутреннего диаметра (ID), потенциальный вынос песка и неопределенное состояние заслонок в скважине. Оператор выбрал трактор на e-line для транспортировки скважинной камеры для выявления препятствий и фрезерный инструмент на e-line в качестве резерва для фрезерования препятствий или неисправных клапанов.

Эта операция была завершена за шесть СПО и состояла из трактора на e-line, транспортирующего скважинную камеру для прохода или визуального осмотра заканчивания до успешного выхода на заданные интервалы. Во время первых двух СПО трактор провел камеру через боковую часть и обнаружил, что заслонка EGF для контроля водоотдачи частично открыта, но дальнейшее прохождение было невозможно из-за ограниченного внутреннего диаметра. При третьей СПО трактор работал на канате в попытке закрыть заслонку. Следующий запуск камеры показал в реальном времени, что заслонка закрыта. Затем в скважину был спущен фрезерный инструмент для фрезерования заслонки при четвертой СПО. При пятой СПО трактор и камера подтвердили, что клапан был успешно расфрезерован и инструменты могут пройти через внутренний диаметр. Наконец, трактор доставил каротажное оборудование на заданные интервалы и был поднят без регистрации чрезмерного усилия. Выполнение этой операции полностью на e-line позволило оператору получить доступ к препятствиям в скважине, несмотря на большие углы, просматривать изображение с камеры в реальном времени и расфрезеровать керамическую заслонку EGF.

Этот пример демонстрирует эффективность операций на e-line для достижения успеха в сложных скважинных условиях без затрат, риска или времени, необходимых для традиционных методов, таких как ГНКТ или бурильные установки. Трактор на e-line доставил камеру под большими углами, что позволило успешно идентифицировать препятствие, а фрезерный инструмент на e-line расфрезеровал керамическую заслонку EGF, чтобы восстановить доступ к горизонтальной секции. Оператор выполнил каротажные работы, которые были необходимы для будущих планов восстановления скважин, которые также включали установку заглушек для зональной изоляции.

Секция 13. Повышение эксплуатационной эффективности, безопасности для персонала, окружающей среды и контроля скважин

Постоянной задачей для нашей отрасли является последовательное снижение затрат, повышение экономичности и эффективности, при недопущении инцидентов в сфере ОТОСБ. Повышение эксплуатационной эффективности может быть достигнуто за счет использования новых технологий, нового подхода к методам проведения внутрискважинных

describes how e-line tools helped identify the obstruction in a shut-in well and successfully milled the EGF ceramic flapper for the first time.

Earlier this year, in a gas field offshore East Malaysia, an Operator needed to investigate probable sand intrusion from an open-hole gravel pack prior to design a remedial plan to reactivate the well. The well presented several challenges, such as high angles, unknown restrictions, restrictions within the inner diameter (ID), potential sand production, and uncertain flapper valves condition in the well. The Operator opted for an e-line tractor to convey a downhole camera to identify the obstructions and an e-line milling tool as a contingency to mill obstructions or faulty valves.

This operation was completed in six runs and comprised of the e-line tractor conveying the downhole camera for drifting or visually inspecting the completion until successfully logging down to the targeted intervals. During the first two runs, the tractor conveyed the camera through the lateral and found a fluid-loss control EGF flapper partially open but could not pass through because of the restricted ID. In the third run, the tractor worked on the string and tagged the flapper, attempting to close it. The next camera run showed in real time that the flapper valve had been closed. The milling tool was then run in hole (RIH) to mill the flapper on the fourth run. On the fifth run, the tractor and camera confirmed that the valve had been milled successfully and the toolstring could pass through the ID. Finally, the tractor conveyed the logging tool to the target intervals and pulled out with no overpull observed. Running this operation entirely on e-line enabled the Operator to access the well obstructions despite the high angles, view the camera feed in real time, and mill the EGF ceramic flapper valve.

This case shows the effectiveness of e-line operations to succeed in challenging well environments without the cost, risk, or time needed for traditional methods like CT or rigging units. The e-line tractor conveyed the camera at high angles to successfully identify the obstruction, and the e-line milling tool milled the EGF ceramic flapper to restore access to the horizontal section. The Operator completed the logging job, which was essential for future well rectification plans that also included setting plugs for zonal isolation.

Session 13: Improving Operational Efficiency, HSE, and Well Control

A continuous challenge for our industry is how to consistently reduce costs, become leaner and more efficient, while striving for zero HSE incidents. Improving

работ, анализа исторических данных и сокращения временных издержек за счет использования данных в реальном времени. Эта секция посвящена уникальным решениям, успешно реализованным с использованием различных методов проведения внутрискважинных работ для повышения эксплуатационной эффективности.

Передовые подходы к внутрискважинным работам на ГНКТ в незаглушенных высокотемпературных геотермальных скважинах

Ishaan Singh, Danny Aryo Wijoseno, Kellen Wolf, Ignatius Sorman, Shaktim Dutta, Schlumberger

В этом документе рассказывается о передовых методах выполнения операций на колтюбинге (ГНКТ) в высокотемпературных геотермальных скважинах с такими серьезными проблемами, как проблемы с действующими скважинами, кольматация при прокачке жидкости, высокие температуры поверхности, вызывающие повреждение устьевого оборудования, и проблемы с ГНКТ. Некоторые геотермальные скважины имеют очень высокую забойную температуру (ВНТ) от 550 до 600 °F и температуру у поверхности от 350 до 400 °F, что сопряжено со многими рисками для качества работ и здоровья, безопасности и окружающей среды.

При ограниченном опыте выполнения геотермальных внутрискважинных работ на ГНКТ по сравнению с традиционными операциями выполнение работ на ГНКТ в живых скважинах может быть очень рискованным. Поскольку материал уплотнений распространенного оборудования для регулирования давления (PCE) рассчитан на температуру 250 °F, наибольший риск представляет собой повреждение наземного оборудования ГНКТ, что может привести к ситуации, связанной с потерей контроля над скважиной. Как правило, время выполнения работ велико, а термозащитный материал, рассчитанный на температуру более 250 °F, является дорогостоящим. Для проверки выполнимости работ на ГНКТ в высокотемпературной геотермальной скважине была разработана обобщенная методология проектирования. Для получения углубленного понимания в данном исследовании сравниваются три конструкции охлаждающих контуров. Затем было смоделировано, реализовано и проверено лучшее решение на некоторых скважинах месторождения X. Эта конструкция доказала свою эффективность в эксплуатации и снизила риски притока пара в PCE.

При проведении работ на ГНКТ в геотермальных скважинах месторождения X было выявлено образование осадений, вызванное перекачкой флюидов при высоких температурах. Отложения на стенках ГНКТ вместе с перекачиваемой жидкостью были отправлены на лабораторный анализ твердости и растворимости. Приводится сравнение результатов, обсуждаются извлеченные уроки по предотвращению кольматации. Большинство геотермальных скважин имели заканчивание большого диаметра (7 дюймов, 9,625 дюйма и выше), которое имеет большую площадь проходного сечения для обеспечения высокого притока пара. Использование даже 2,875-дюймовой ГНКТ в этих скважинах, помимо прочего, представляет проблемы с натеканием ГНКТ на границе раздела заканчивания и хвостовика, более низкими скоростями в затрубном

operational efficiency can be achieved through leveraging new technology, taking a new approach to intervention methods, analysis of past job data, and reduction of operational time through real-time data. This session will focus on unique solutions successfully implemented through discussions utilizing various intervention methods to improve operational efficiency.

Best Practices on Live Well Coiled Tubing Interventions in High Temperature Geothermal Field

Ishaan Singh, Danny Aryo Wijoseno, Kellen Wolf, Ignatius Sorman, Shaktim Dutta, Schlumberger

This paper shares the best practices for performing coiled tubing (CT) operations in high-temperature geothermal wells with major challenges such as live well challenges, scaling of pumping fluid, high surface temperatures causing damage to wellhead stack, and CT tag issues. Some geothermal wells have very high bottomhole temperature (BHT) of 550 to 600 °F and surface temperature of 350 to 400 °F, which possess many service quality and health, safety, and the environment risks.

With limited CT geothermal interventions as compared to conventional operations, performing live well CT interventions can be highly risky. Because commonly available pressure control equipment (PCE) seal material is rated to 250 °F, the biggest risk is damage to the surface CT equipment, which may result in a well control situation. Generally, the lead time is high, and it is expensive to use temperature seal material rated more than 250 °F. A generalized design methodology was developed to check the CT job feasibility in a high-temperature geothermal well. To gain further understanding on the same, three cooling loop designs are compared in this study. Then, the best solution was simulated, implemented, and verified on some wells of "X" field. This design proved to be effective operationally and has reduced the risks for steam inflow into the PCE.

For the case of scaling caused by pumping fluids at high temperatures, this was identified while performing CT operations in geothermal wells of X field. The scale deposited on the CT along with pumping fluid was sent for laboratory hardness and solubility analysis. The results were compared, and lessons learnt to prevent any scaling are discussed. Most of the geothermal wells are completed with a large-diameter completion (7-in., 9.625-in., and higher), which has a bigger flow area to accommodate high steam inflow. Using even a 2.875-in. CT in these wells presents issues of CT tagging at the completion-liner interface, lower annular velocities, and lifting capacity, among others. The best practices were developed on the job to identify the most

Отвечая на новые вызовы

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

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

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

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

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



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





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



ПАКЕР



СЕРВИС

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

Гидравлический разрыв пласта
Hydraulic fracturing

Услуги с установками ГНКТ
Coiled tubing services

Освоение скважин азотом
Well gaslifting

Заканчивание скважин
Well completion

Пакерный сервис
Packer service

Ловильные работы
Fishing operations

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



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

пространстве и грузоподъемностью. В ходе выполнения были разработаны передовые методы для определения наиболее эффективной конструкции компоновки низа бурильной колонны (КНБК), что снизило вероятность натякания ГНКТ на этих глубинах.

Эволюция и совершенствование внутрискважинных работ на ГНКТ в нестандартных проектах в Саудовской Аравии

Syed Muhammad Danish, Giuseppe Ambrosi, Roberto Vega, Halliburton

Изучены процедурные разработки, реализованные в нетрадиционном проекте на Ближнем Востоке, с более глубоким изучением конструкции гибких насосно-компрессорных труб (ГНКТ), от металлургических свойств и спецификаций колонны до компоновки низа бурильной колонны (КНБК) и выбора флюида, адаптированных для операций Plug & Perf, включающих использование специализированной пробки для гидроразрыва. Далее обсуждается полученный практический опыт с обозначением улучшений, достигнутых по «железному треугольнику» времени эксплуатации, стоимости и качества, со ссылкой на предметные исследования внутрискважинных работ, проведенных на нескольких горизонтальных скважинах.

Нетрадиционные методы проведения внутрискважинных работ на ГНКТ всегда были затруднены стремлением оператора пробурить как можно более длинный боковой ствол, чтобы максимизировать расчетную конечную добычу (EUR) на каждую скважину за счет максимального увеличения количества кластеров/стадий ГРП. Планирование работ на ГНКТ в рамках этих проектов обычно основывается на использовании ГНКТ с самым большим наружным диаметром (OD) с самыми большими доступными гидравлическими забойными двигателями, чтобы обеспечить самое глубокое прохождение, максимальную нагрузку на долото (WOB), крутящий момент и скорость циркуляции. Однако такой консервативный подход приводит к проектированию операций с чрезмерным запасом, что в конечном итоге ведет к чрезмерным эксплуатационным и временным затратам. Как показывает этот опыт, тщательно спроектированный процесс позволяет оператору выбирать правильные ресурсы для достижения эксплуатационных целей.

Была проведена успешная кампания с несколькими скважинами, включающая в себя шаблонирование перед ГРП, вытеснение флюида из ствола скважины, очистку цементной оболочки с последующей перфорацией с помощью НКТ и фрезерованием пробок 32–44 после ГРП при высоком давлении/высокой температуре (HP/HT) в кислых, нетрадиционных скважинах на Ближнем Востоке. После проведения соответствующих внутрискважинных работ на ГНКТ скважин был успешно проведен гидроразрыв пласта и обеспечен обратный приток. На основании извлеченных уроков и реализованных различных корректирующих действий удалось добиться значительного повышения эффективности обслуживания (одна СПО) и сокращения времени выполнения работ (+50%). Эти улучшения были преимущественно связаны с пересмотром компоновки трубопроводов и контрольно-измерительной аппаратуры (P&I), выбором

efficient bottomhole assembly (BHA) design, reducing the probability of CT getting tagged at these depths.

Evolution and Improvement of Coiled Tubing Interventions Across an Unconventional Project in Saudi Arabia

Syed Muhammad Danish, Giuseppe Ambrosi, Roberto Vega, Halliburton

The procedural development implemented across an unconventional project in Middle East is explored, delving deeper into coiled-tubing (CT) design, from metallurgical properties and string specification to bottomhole assembly (BHA) and fluid selection, tailored to plug-and-perf operations involving the use of a specialized frac plug. Further discussed is the "learning curve" generated, highlighting improvements achieved across the "iron triangle" of operating time, cost, and quality, referring to case studies of interventions conducted across multiple horizontal wells.

Unconventional CT interventions have always been challenged by an operator's quest to drill the longest possible lateral to maximize per-well estimated ultimate recovery (EUR) by maximizing the number of fractured clusters/stages. CT job designs across these projects usually rely on running the biggest outer diameter (OD) CT with the largest hydraulic downhole motors available to enable the deepest reach, highest weight on bit (WOB), torque, and circulation rate. However, this conservative approach causes operations to be oversized, ultimately resulting in excessive operational cost and nonproductive time. As observed from this experience, an engineered process enables an operator to select the correct resources to meet the operational objectives.

A successful multiwell campaign of prefrac-drift, wellbore fluid displacement, cement sheath cleanout, followed by tubing-conveyed perforation (TCP) and post-frac 32–44 plug millout was performed across high-pressure/high-temperature (HP/HT), sour, unconventional wells in Middle East. After respective CT interventions, the wells were successfully fractured and flowed back. Based on lessons learned and various corrective action items implemented, service efficiency (single run) and job time (+50% reduction) were substantially improved. This enhancement was mainly attributed to the revised surface piping and instrumentation (P&I) rigup, CT material and dimension selection, BHA components, including custom-built mill/motor and extended-reach vibrating tool, gel and friction reducer fluid placement,

материалов и размеров ГНКТ, компонентами КНБК, включая изготовленную на заказ фрезу/двигатель и виброинструмент для работы с большим отклонением от вертикали, размещением геля и жидкости для понижения трения, сниженной частотой прогона скребка и др.

Эти оптимизированные внутрискважинные работы на ГНКТ представляют собой более сбалансированный подход к нетрадиционным операциям, где «больше» не всегда значит «лучше». Процедура проектирования работ на ГНКТ эволюционировала от первоначальной опоры на передовой опыт аналогичных нетрадиционных месторождений к постепенному переходу на индивидуализированные специально спроектированные операции. Такой подход позволил оператору более эффективно достичь эксплуатационных целей.

Пример ликвидации шельфовой скважины без бурильной установки

Finlay Thom, Paul Angell, Shell UK Ltd.; Neil Greig, Neil Robertson, Helix WellOps UK; Hamish Hogg, Shell UK Ltd.

Первоначальное предложение по закрытию подводного месторождения в Северном море заключалось в проведении работ перед ликвидацией с судна для безрайзерного обслуживания скважин (LWIV) с последующей полной операцией изоляции и ликвидации (P&A), проводимой мобильной морской буровой установкой (MODU). Во время детального проектирования рабочего объема четыре скважины на месторождении были определены как кандидаты на ликвидацию через насосно-компрессорные трубы (ТТА). Чтобы максимально использовать LWIV и оптимизировать последовательность использования MODU, операции ТТА планировалось выполнять с LWIV. Цементная пробка ТТА устанавливается путем циркуляции цемента по эксплуатационной колонне и забора цемента из затрубного пространства для размещения цементной пробки над эксплуатационным пакером и глубокой пробкой. В эксплуатационной колонне установлена мешалка для улучшения покрытия цементам затрубного пространства. Поскольку LWIV не имеет постоянно установленной системы цементирования, на судне была установлена временная система, что оказалось сложной задачей, учитывая ограничения по пространству на палубе. Две из четырех скважин-кандидатов на ТТА включали в заканчивании скважинный измерительный кабель, проходящий через зону, которую требовалось зацементировать. Чтобы обеспечить долговременную целостность цементной пробки ТТА с измерительным кабелем, был использован самовосстанавливающийся цемент.

Ценность метода открытого гидравлического доступа с ГНКТ

Mike Avery, Robert Greenaway, Robert Large, Phillip Rice, Schlumberger

По мере роста глобальной базы скважин становится очевидным, что недостаточные инвестиции в техническое обслуживание способствовали снижению средней добычи на подводную скважину. Для борьбы с этой тенденцией появились более целенаправленные и

reduced wiper trip frequency, etc.

These optimized CT interventions created a more balanced approach to unconventional operations, wherein bigger is not always better. The CT procedure evolved, initially referencing best practices from analogue unconventional plays, while slowly progressing into a tailored fit-for-purpose operation. This approach enabled the operator to achieve operational objectives more efficiently.

Case Study for Rig-Less Subsea Well Abandonment

Finlay Thom, Paul Angell, Shell UK Ltd.; Neil Greig, Neil Robertson, Helix WellOps UK; Hamish Hogg, Shell UK Ltd.

The initial proposal for abandoning a subsea field in the North Sea was to carry out the pre-abandonment work from the Light Well Intervention Vessel (LWIV) followed by the complete Plug and Abandon (P&A) operation conducted by a Mobile Offshore Drilling Unit (MODU). During the detailed design of the workscope, the four wells in the field were identified as through-tubing abandonment (TTA) candidates. To maximise the use of the LWIV and optimise the MODU sequence these TTA operations were planned to be executed from the LWIV. The TTA cement plug is installed by circulating cement down the production tubing and taking returns from the annulus to place the cement plug above the production packer and deep-set plug. An agitator tool is installed in the production tubing to improve the cement coverage in the annulus. As the LWIV does not have a permanently installed cementing system, a temporary system was fitted on the vessel which proved to be challenging given the deck limitations of the installation. Two of the four TTA candidate wells included a downhole gauge cable in the completion design across the zone that was required to be cemented. To ensure the long-term integrity of the TTA cement plug with the gauge cable, an expanding self-healing cement was utilised.

The True Value of Open-Water Hydraulic Access Using Coiled Tubing

Mike Avery, Robert Greenaway, Robert Large, Phillip Rice, Schlumberger

As the global well base continues to increase, it is becoming apparent that under-investment in maintenance has helped contribute to a decreasing average production per subsea well. To combat this trend, more focused and cost-effective intervention techniques have emerged such as open-water hydraulic access (OWHA) using coiled tubing (CT).

OWHA using CT provides operators with

экономически эффективные методы внутрискважинных работ, такие как открытый гидравлический доступ (OWHA) с использованием гибких труб (СТ).

OWHA на ГНКТ предоставляет операторам подходящее решение для доставки флюидов в подводную скважину без необходимости механических внутрискважинных работ. В сценариях, которые соответствуют требованиям, изложенным в этом документе, OWHA с использованием компьютерной томографии предлагает привлекательную альтернативу традиционным подходам к проведению внутрискважинных работ.

Очевидны три преобладающие конфигурации систем OWHA на СТ, каждая из которых разработана на основе различных драйверов: обычная система, использующая головку инжектора СТ (ИН), специализированная система, использующая СТ ИН, и приводной намотчик со шкивом спуска инструмента. В работе рассматриваются как преимущества, так и ограничения каждого из методов, чтобы читатель мог выбрать правильную конфигурацию для своих целей.

Основным фактором затрат на гидравлическое вмешательство является выбор судна. Факторы, включая региональную доступность, требования к мобилизации и спецификации, являются ключевыми для процесса выбора. Преимуществом OWHA на СТ является возможность использовать имеющиеся в наличии суда в силу уменьшения площади, занимаемой оборудованием, и требований к нему; это напрямую увеличивает гибкость обслуживания и экономическую эффективность.

По сравнению с альтернативными источниками нефти сравнительная стоимость барреля нефти, добываемой с OWHA, как минимум на 43% ниже, чем у ближайшей альтернативы. По сравнению с альтернативными подходами к внутрискважинным работам упрощенное оборудование и более низкие требования приводят к снижению общей стоимости, что повышает окупаемость инвестиций и ускоряет выход на рентабельность.

Используя средние мировые ставки на фрахт судов и обобщенные допущения, общие затраты на внутрискважинные работы в одной скважине могут составлять приблизительно: плавучая буровая установка 9–16 миллионов долларов США, легкая скважина 6–10 миллионов долларов США, OWHA 2–5 миллионов долларов США. Используя средний прирост добычи в 1950 баррелей в сутки, это дает типичный период окупаемости ~ 9 месяцев для буровой установки и ~ 3 месяца для OWHA.

В сценариях, которые соответствуют требованиям, изложенным в этом документе, OWHA предоставляет собой наиболее экономичное решение с возможностью выхода на положительную прибыль в том же финансовом году.

Похожий на вызываемый разницей давления прихват ГНКТ в горизонтальных скважинах с высоким давлением – пласт Vaca Muerta

Diego Hernán Cippitelli, Baker Hughes

Располагая запасами в 300 триллионов кубических футов извлекаемого газа и имея пластовое давление свыше 9000 фунтов на квадратный дюйм, Vaca Muerta (Аргентина) является вторым по величине месторождением

a fit-for-purpose solution to deliver fluids to a subsea well without the requirement for mechanical intervention. In scenarios which meet the requirements outlined within this paper, OWHA using CT offers an attractive alternative to conventional intervention approaches.

Three predominant configurations of OWHA CT systems are apparent, all developed around differing drivers: a conventional system using a CT injector head (IH), a specialized system using a CT IH, and a powered reeler with deployment sheave. Both the benefits and limitations of each are considered to guide the reader in selecting the correct configuration for their application.

The primary cost driver for hydraulic intervention is vessel selection. Factors including regional availability, mobilization requirements, and specification are key to the selection process. An advantage of OWHA using CT is the ability to use a vessel of opportunity due to the decreased equipment footprint and specification; this directly enhances service flexibility and cost management.

When compared to alternative oil sources, the comparative cost per barrel of oil unlocked by OWHA is at least 43% less than the closest alternative. When compared to alternative intervention approaches, the simplified equipment and requirements result in a reduced total cost thus enhanced return on investment with accelerated payback.

Using average global vessel rates and generalized assumptions, for a single well intervention the total costs can be in the order of the following magnitudes: floating rig USD 9-16M, light well USD 6-10M, OWHA USD 2-5M. Using an average well production gain of 1,950 BOPD this gives a typical payback time period of ~9 months for a rig and ~3 months for OWHA.

In scenarios which meet the requirements outlined within this paper, OWHA provides the most economical solution with the ability to provide positive returns in the same financial year.

Coiled Tubing Differential Pressure-Like Sticking in High-Pressure Horizontals Wells – Vaca Muerta Formation

Diego Hernán Cippitelli, Baker Hughes

With over 300 trillion cubic feet of recoverable gas and a formation pressure that exceeds 9,000 psi, "Vaca Muerta" (located in Argentina) is the second-largest shale gas reservoir in the world.

To increase production efficiency and reduce production costs, oil and gas companies

сланцевого газа в мире.

Чтобы повысить эффективность добычи и снизить производственные затраты, нефтегазовые компании изменили траекторию своих скважин с вертикальной на горизонтальную, увеличивая со временем боковую длину до более чем 9800 футов, что создает все более серьезные проблемы с заканчиванием скважин. Самый распространенный метод заканчивания – Plug & Perf. Следовательно, использование гибких насосно-компрессорных труб (ГНКТ) требует глубокого понимания коэффициента трения (CoF) между колонной ГНКТ и заканчиванием, а также различных сил, действующих в колонне. Это понимание стало жизненно важным для прогнозирования возможности достижения забоя скважины при необходимости фрезерования пробок и очистки скважины после интенсификации притока и на стадии добычи.

В этой работе с помощью двух тематических исследований демонстрируется существование эффектов прихвата, вызванных перепадом давлений между стволом скважины и пластом, в конкретном перфорационном узле горизонтальных скважин высокого давления на месторождении Vaca Muerta.

Поскольку это горизонтальные скважины с высоким давлением, все кластеры перфорации нацелены на один и тот же пласт, и на них действует одно и то же гидростатическое давление, это могло привести к неправильному пониманию коэффициента трения ГНКТ и/или прихвата трубы.

В этой работе также описывается успешный набор маневров для преодоления ситуаций, связанных с прихватом трубы, похожим на вызванный перепадом давления, после диагностирования.

Для понимания этих эффектов будут описаны две операции, при которых произошел похожий на вызванный перепадом давления прихват ГНКТ. Первая – операция очистки на самых ранних стадиях освоения, а вторая – при фрезеровании пробки, обе выполнялись в горизонтальных скважинах с высоким давлением.

Правильное определение этого эффекта является ключом к предотвращению рисков для здоровья, безопасности и окружающей среды и ситуаций, связанных с контролем скважин, а также увеличения затрат сервисных компаний и компаний-операторов.

Секция 14. Решения для горизонтальных и многоствольных скважин

По мере бурения более длинных стволов достигается значительный успех в разработке методов их заканчивания и повторного входа, начиная от повышения смазывающей способности материалов и заканчивая улучшением использования вибрационного инструмента и совершенствованием моделирования. Однако в качестве побочного эффекта отмечаются неожиданные механические воздействия на трубу, которые необходимо смягчать. Как только на таких скважинах будет обеспечена устойчивая добыча, станет очевидной сложность сбора полезной информации об их продуктивных характеристиках, что приведет к появлению новых методов сбора качественных данных при разумных временных и финансовых затратах и с минимальными потерями добычи.

Система входа в многоствольные скважины для наблюдения: проектирование, реализация и резюме 40 операций на месторождении

Abubaker Saeed, Saudi Aramco PE&D; Timofey Yakovlev, Hani Sagr, Sultan Harthi, Welltec

have developed their well's trajectory from vertical to horizontal, increasing over time the lateral length to over 9,800 ft. and bringing greater completion challenges. The most common method of completions is "Plug and Perf". Consequently, the use of coiled tubing (CT) requires a thorough understanding of the friction coefficient (CoF) between the CT string and the completion and the different forces exerted in the string. This understanding has become vital to predict the feasibility of reaching the bottom of the well, because the plugs must be milled out and the well cleaned out after the stimulation treatment and during its producing stage.

This document demonstrates, through two case studies, the existence of sticking effects, caused by the differential pressures between the wellbore and the formation, in a particular perforation cluster of high-pressure horizontal wells targeting the "Vaca Muerta" formation.

Because these are high-pressure horizontal wells, with all the perforation clusters targeting the same formation, and they are affected by the same hydrostatic pressure, it might have led to a misunderstanding of the CT CoF and/or stuck pipe situation.

This document will also describe a successful set of maneuvers that are designed to overcome these differential pressure-like stuck pipe situations, once diagnosed.

To understand these effects, two operations where the CT string experienced differential pressure-like sticking will be described. The first, from a clean-out operation during the earliest stages of flowback and the second, from a plug milling operation, both performed in high-pressure horizontal wells.

Correctly identifying this effect is key for preventing HSE risks, well-control situations and cost increases for the services and operator companies.

Session 14: Horizontal and Multilateral Solutions

As longer laterals are drilled, considerable success has been encountered in developing techniques to complete and re-enter them, ranging from improvements in lubricity, to improvements in vibratory tool usage and modeling. However some unexpected mechanical effects on the pipe as a side-effect have been noticed, and mitigation is required. Once these wells have sustained production, the difficulty of gathering useful information about their producing characteristics has become apparent, driving new methods of gathering good, quality data at a reasonable cost, time, and with minimal lost production

Multilateral Reentry System for Well Surveillance: Design, Implementation and Summary of 40 Jobs Performed in Fields

Abubaker Saeed, Saudi Aramco PE&D; Timofey Yakovlev, Hani Sagr, Sultan Harthi, Welltec

Многоствольные скважины – популярный выбор для месторождений, где требуется максимальное использование основных средств. Хотя методы бурения и внутрискважинных работ (стимуляции) для таких скважин являются отработанными и надежными, для наблюдения за коллектором потребовался новый метод бокового доступа. Такая технология была разработана и использована на более чем 40 скважинах на Ближнем Востоке. В данной работе приводится краткое изложение опыта, описание инструментов и методов, извлеченные уроки и видение дальнейшего развития.

Чтобы допускать возможности повторного бокового входа и каротажа, система внутрискважинных работ должна соответствовать следующим минимальным требованиям:

- совместимость с каротажными инструментами и системами, предоставляемыми различными сервисными компаниями, и с различными методами транспортировки;
- работа с каротажными системами без запасованных кабелей;
- небольшие диаметральные размеры для использования в различных видах заканчивания;
- наличие диагностических систем для обнаружения боковых стволов и подтверждения успешного входа.

Все эти требования были реализованы в новой системе входа для многоствольных скважин. После ввода в эксплуатацию система оказалась надежной и полезной для каротажа в многоствольных скважинах в различных условиях эксплуатации.

Система входа для многоствольных скважин, состоящая из моторизованного поворотного переводника, шины беспроводной связи и диагностической секции, была разработана, протестирована и в дальнейшем развернута в полевых условиях. При 40 выполненных работах произведена эксплуатация в различных средах (на суше, на море); в заканчиваниях открытого и обсаженного ствола; в нефтяных, газовых и водяных скважинах в сочетании с большинством широко используемых систем каротажа. Несмотря на то что на протяжении большей части работ транспортировка осуществлялась с использованием гибкой НКТ, доступ к некоторым скважинам осуществлялся на кабеле с использованием технологии Well Tractor. Система доказала свою надежность, накоплен практический опыт для успешной эксплуатации этой и любой другой системы повторного входа для многоствольных скважин, которая может быть спроектирована в будущем. Применение этой системы позволило получить важные данные, необходимые для разработки месторождений, а в некоторых случаях позволило оптимизировать системы заканчивания. Хотя в целом применение системы повторного входа для многоствольных скважин было успешным, были определены области дальнейшего улучшения для расширения портфеля операций – будут представлены в этой статье. Будут также представлены рекомендации по проектированию скважин с учетом последующих внутрискважинных работ.

Поскольку здесь описан уникальный опыт использования системы повторного входа для каротажных исследований многоствольных скважин, а также даны практические рекомендации по

Multilateral wells are a popular choice for fields where maximum fixed asset utilization is required. Although Drilling and Intervention (Stimulation) techniques for such wells are mature and reliable, reservoir surveillance required novel method for lateral access. Such technology was developed and used in more than 40 wells in Middle East. Summary of experience, description of tools and methods, lessons learned and vision for further development will be described in this work.

In order to be useful for lateral reentry and logging, intervention system should comply with following minimum requirements:

Be compatible with logging tools and systems provided by various Service companies and with various conveyance methods.

Operate with logging systems, not equipped with wired through capability.

Be of slim design so it can be used in variety of completions.

Be equipped with diagnostics systems to detect laterals and confirm successful entry.

All these requirements were implemented in new Multilateral reentry system. Once in field, system was proven reliable and useful for logging intervention in multilateral wells in various operating conditions.

Multilateral reentry system, consisting of motorized bend sub, wireless communication bridge and diagnostic section was designed, tested and further deployed in field. Within 40 jobs performed it was operating in variety of environments (onshore, offshore); open hole and cased hole completions; was run in oil, gas and water wells, in conjunction with most of commonly used logging systems. Although during most of jobs conveyance was performed using electric line Coiled Tubing, some of wells were accessed on wireline using Well Tractor technology. The system was proven reliable and practical experience was gathered for successful operation of this and any other multilateral reentry system to be designed in future. Application of this system allowed to receive important data needed for fields development and allowed optimization of completion systems in some cases. Although overall application of multilateral intervention system was a success, improvement areas were identified in order to increase operational portfolio; and will be presented in this paper. Recommendations of intervention friendly well design will be shared as well.

As unique experience of running Multilateral reentry system for logging purpose is described here, with practical recommendations on well construction, surveillance planning, execution and evaluation, this paper will be interesting to wide category of practicing engineers of various specialties.

строительству скважин, планированию, проведению и оценке наблюдения, данная статья будет интересна широкому кругу практикующих инженеров различных специальностей.

Главное – динамика! Планирование операций при использовании пульсационных инструментов для работы с большим отклонением от вертикали на ГНКТ

Ken Newman, Patrick Kelleher, Athena Engineering Services

В последние годы произошло значительное количество отказов гибких насосно-компрессорных труб (ГНКТ) во время операций по фрезерованию пробок ГРП. Эти отказы чаще всего возникают, когда в компоновку низа бурильной колонны (КНБК) включен инструмент для работы с большим отклонением от вертикали с осевой вибрацией/пульсацией. В отрасли предпринимаются значительные усилия, чтобы сначала понять, а затем минимизировать такие отказы. В данной статье исследуются динамические осевые колебания, вызываемые этими инструментами, и то, как эти колебания усиливаются в стволе скважины, что может привести к повреждению материалов, что впоследствии вызывает разрушение. В некоторых случаях эти усиленные вибрации приводили к повреждению наземного оборудования.

История успеха: использование различных переменных при проектировании и выполнении фрезерования с большим отклонением от вертикали на ГНКТ

Kaveh Yekta, Benjamin Stang, Essential Energy Services; Scott Hilling, Chris Schwartz, Bettina Cheung, Shell Canada Limited; Kevin J. Elliott, Cedric D. Williams, NOV Quality Tubing

Актив Shell Canada Fox Creek расположен в западной части центральной провинции Альберта, и его разработка сосредоточена на резервуаре Duvernay. Эффективные горизонтальные, пробковые и перфорированные скважины являются ключом к обеспечению рентабельной добычи этой нетрадиционной легкоплотной нефти. Увеличение площади каждой скважины за счет применения более длинных стволов значительно способствует сокращению капитальных затрат. Несмотря на то что заканчивание без внутрискважинных работ является перспективой в будущем, для удаления пробки по-прежнему требуются внутрискважинные работы для обеспечения беспрепятственного потока в интервале стимуляции. Поставщики услуг и группы по эксплуатации скважин совместно реализовали ряд инициатив, направленных на поддержку внутрискважинных работ по фрезерованию на колтюбинге (ГНКТ) на скважине FC734 D.

Учитывая длину этой скважины (7349 м измеренной длины), потребовалась новая конструкция колонны для достижения максимальной глубины, а также для обеспечения требуемой нагрузки на долото для фрезерных операций. Горизонтальные скважины с длинными боковыми стволами, как в данном случае, требуют наличия толстостенных труб в вертикальном разрезе для выхода за нижнюю точку вертикального

Be Dynamic! Job Planning for Coiled Tubing Conveyed Extended Reach Pulsation Tools

Ken Newman, Patrick Kelleher, Athena Engineering Services

In recent years there have been a significant number of coiled tubing (CT) failures during frac-plug drill-out operations. These failures occur most often when an axial vibration/pulsation extended reach tool (ERT) is included in the bottom hole assembly (BHA). There are significant efforts in the industry to first understand and then mitigate these failures. This paper examines the dynamic axial vibrations caused by these tools, and how these vibrations are amplified in the wellbore, possibly causing the material damage that later causes the failures. In some cases, these amplified vibrations have damaged surface equipment.

A Success Story: Utilizing Different Variables in Design and Execution of Coiled Tubing Extended Reach Milling Operations

Kaveh Yekta, Benjamin Stang, Essential Energy Services; Scott Hilling, Chris Schwartz, Bettina Cheung, Shell Canada Limited; Kevin J. Elliott, Cedric D. Williams, NOV Quality Tubing

The Shell Canada Fox Creek asset is located in West Central Alberta and has development activities focused on the Duvernay reservoir. Efficient, horizontal, plug and perf wells, are key to delivering economic production from this unconventional light tight oil play. Unlocking more acreage per well, through the application of longer laterals, contribute significantly to CAPEX reduction. Although intervention-less completions are a future aspiration, well intervention is still required for plug removal to assure stimulated intervals are able to flow unimpeded. A number of initiatives were actioned collaboratively across service providers and well delivery teams, to support well intervention to the limits of Coiled Tubing (CT) milling operations on the FC734 D well.

Considering the length of this well (7349 m MD), a new string design was required to achieve the maximum depth as well as to provide the required WOB for milling operations. Horizontal wells with long laterals, such as in this case, require heavy wall tubing in the vertical section to beyond the heel into the lateral. Using a special custom-designed transition section in the Coiled Tubing string enabled the CT to reach the maximum depth. Utilizing fluid rheology application provided a means to keep track of Reynold's number in a real-time fashion to

участка и захода в боковой ствол. Использование специальной переходной секции в колонне гибких НКТ позволило ГНКТ достичь максимальной глубины. Использование приложения для реологии флюидов позволило отслеживать числа Рейнольдса в режиме реального времени для обеспечения режима турбулентного потока в скважине и, в свою очередь, для оптимизации переноса твердых частиц, а также расхода химикатов. Применение жидкой реологии привело к безочистному фрезерованию с большим отклонением от вертикали. В этой операции использовалась флагманская единица флота. Установка ГНКТ четвертого поколения была спроектирована таким образом, что она может нести до 8345 м гибкой трубы диаметром 60,3 мм (2 3/8 дюйма). В конструкции этого устройства использовались различные технологические достижения, ведущие в отрасли решения и индивидуальные разработки. К таким решениям относятся настраиваемая автоматизация ПЛК, удобное удаленное управление, современные информативные дисплеи человеко-машинного интерфейса, а также сбор и хранение данных в реальном времени с огромных массивов работающих датчиков.

Увеличение общей измеренной глубины оказывает двоякое влияние на план разработки месторождения. Во-первых, это позволяет оператору увеличить отклонение от вертикали, создать траектории, оптимизированные для бурения, без ущерба для боковой длины. Во-вторых, увеличение измеренной длины на 400 м/скважину в случае боковых стволов привело к среднему увеличению на 250 м в исследуемой области и к уменьшению количества скважин на 4% (уменьшение количества на кусте на 10%).

Эффект синергии от использования нескольких переменных обеспечил успех операций. К этим переменным относятся: план разработки месторождения (конструкция скважины), нестандартная конструкция колонны (отклонение ГНКТ от вертикали), реология жидкости в реальном времени (перенос твердых частиц) и применение усовершенствованной установки ГНКТ (усовершенствование оборудования). Успешная реализация на скважине FC734 D убедительно продемонстрировала ценность совместного проектирования и обмена передовым опытом и расширила технический предел длины скважин для Shell Unconventional.

Первый в мире пример успешного эксплуатационного каротажа в трехствольной кислой высокотемпературной газовой скважине, пробуренной на ГНКТ, – одна СПО с инновационной системой повторного входа без направляющих отклонителя

Abubaker Saeed, Saad Hamid, Saudi Aramco SAOO; Timofey Yakovlev, Hani Sagr, Sultan Harthi, Welltec

Представлены результаты работы с использованием инструмента для доступа к боковым стволам (LAT) на кабеле, с инструментом для эксплуатационного каротажа (PLT) на E-coil. Задача заключалась в том, чтобы успешно идентифицировать, войти и получить данные о добыче в каждом боковом необсаженном стволе, а также в

ensure turbulent flow regime downhole, and in turn, to optimize solid transport as well as chemical consumptions. The application of fluid rheology resulted in wiperless milling operation in the extended reach applications. The flagship unit in the fleet was utilized in this operation. Generation four of the CT unit was designed in such a way that it can carry up to 8,345 m of 60.3 mm (2-3/8in) CT pipe. There were different technological advancements, industry-leading features, and custom engineering used in the design of this unit. Such features include customized PLC automation, user-friendly remote operation, advanced informative human-machine interface displays, and real-time data acquisition and data storage from vast arrays of operational sensors.

There is a twofold impact on the field development plan when the total measured depth (MD) was increased. First, this enables the operator to increase step out/generate drilling optimized trajectories without sacrificing lateral length. Second, the 400m/well increase in MD when applied principally to the lateral length netted an average increase of 250 m/lateral in the subject area and reduced the well count by 4% (pad count reduction of 10%).

The synergy impact of utilizing several variables resulted in successful operations. Those variables are field development plan (well design), custom string design (CT reach), real-time fluid rheology (solid transport), and the application of an advanced CT unit (equipment advancement). The successful delivery of the FC734 D well demonstrated the value of collaborative design and best practice sharing and has extended the technical design limit of well lengths across Shell Unconventional.

Worldwide First Successful Production Logging of Tri-Lateral High Temperature Coiled Tubing Drilled Sour Gas Well, Performed in a Single Run Using Innovative Reentrance System Without Whipstock Guides

Abubaker Saeed, Saad Hamid, Saudi Aramco SAOO; Timofey Yakovlev, Hani Sagr, Sultan Harthi, Welltec

The job results from an operation using a wireline-operated lateral access tool (LAT) with a production logging tool (PLT) on E-coil are presented. The objective was to successfully identify, enter and acquire production data in each of the openhole laterals as well as the main borehole in order to quantify production and identify any cross-flow.

This operation is enabled by the use of a

основном стволе скважины для количественной оценки добычи и выявления перетоков.

Эта операция возможна за счет использования LAT на кабеле. Инструмент может определить, где находится боковое окно в скважине, и предоставить данные ориентации. С помощью LAT можно проиндексировать нижний элемент колонны для входа в боковой ствол, в то время как пакет датчиков обеспечит положительное подтверждение и идентификацию конкретного целевого бокового ствола. Система совместима с рядом инструментов для каротажа с использованием монокабеля и может быть развернута как с использованием E-line, так и с использованием гибкой НКТ. В этом документе подробно описывается операция, обсуждаются и оцениваются результаты, которые демонстрируют эффективность и точность обнаружения и входа в боковые стволы.

Операция проводилась на скважине в Саудовской Аравии, которая была пробурена методом бурения на ГНКТ на депрессии (UBCTD) в 2013 году и включала три необсаженных боковых ствола малого диаметра. В начале 2014 года скважина была введена в эксплуатацию с неизвестным притоком от каждого из боковых стволов, однако предполагалось наличие межстороннего перетока, что привело к необходимости внутрискважинных работ. Был рассмотрен ряд подходов при особом внимании к новой местной технологии, которая успешно использовалась на ряде других нефтяных и водяных скважин в регионе. Ранее эта технология не применялась в необсаженных скважинах малого диаметра с преимущественно газовой добычей. Ожидались проблемы, связанные с тем, как некоторые датчики будут работать в двух критических областях: идентификация боковых стволов и подтверждение успешного входа в боковой ствол. Результаты этой операции показывают, что датчики могут успешно работать в этой среде. Оператор смог получить критическую информацию о коллекторе по каждому необсаженному боковому стволу, а также по основному стволу, что позволило лучше понять производительность скважины и эффективность выработки коллектора.

Это практическое исследование демонстрирует инновационное применение LAT для проведения эксплуатационного каротажа (PLT) и оценки боковых стволов малого диаметра в необсаженной газовой скважине, пробуренной с помощью ГНКТ на депрессии, по сравнению с предыдущими случаями, которые касались преимущественно нефтяных и нагнетательных скважин.

Новое лабораторное исследование смазочных материалов для операций на ГНКТ в необсаженных скважинах и обсаженных скважинах с песком или проппантом

Epsa Sharma, Silviu Livescu, Baker Hughes

Требования к интервенционным работам в скважинах с большим отходом от вертикали продолжают расти. По оценкам, во всем мире около 30–40% концевых секций скважин с большим отходом от вертикали недоступны для нынешних технологий снижения трения гибких труб (ГНКТ), таких как смазочные материалы,

wireline-operated LAT. The tool can identify where the lateral window is located in the well and provide orientation data. With the LAT, the bottom sub can be indexed to enable entry into the lateral, while sensors package would provide positive confirmation and identification of a particular, targeted lateral. The system is compatible with a number of mono-cable logging tools and can be deployed using both E-line as well as Coiled Tubing. This paper describes the operation in detail and discusses the output and evaluates the results, which demonstrate the efficiency and accuracy of finding and entering the laterals.

The operation was conducted on a well in Saudi Arabia which was drilled using underbalanced coiled tubing drilling (UBCTD) technique in 2013 and included three, slim openhole laterals. In early 2014, the well was put on production with unknown contribution from each of the lateral sections, but interlateral cross-flow was suspected, leading to the need for intervention. A number of approaches were considered with special consideration given to a new technology that had been developed locally and run with success on some other oil and water wells in the region. This technology had not been utilized previously in slim openhole wells with predominantly gas production. Challenges were anticipated regarding how some of the sensors would perform over two critical areas: identification of the lateral windows and confirmation that the lateral had in fact been entered successfully. The results of this operation demonstrate that the sensors can operate successfully in this environment. The operator was able to acquire critical reservoir information about each of the openhole laterals as well as the main bore, enabling further understanding of well production and reservoir depletion efficiency.

This case study demonstrates the innovative application of LAT to enable the production logging (PLT) and evaluation of slim openhole laterals in a gas well drilled with UBCTD compared to previous cases which were predominantly oil producers and water injectors.

New Laboratory Lubricity Research on Coiled Tubing Operations in Open-Hole Wells and Sand- or Proppant-Filled Cased-Hole Wells

Epsa Sharma, Silviu Livescu, Baker Hughes

The requirement for intervention operations in extended-reach wells continues to grow. It is estimated that globally around 30–40% of the end sections of the extended-reach wells are inaccessible by the current coiled tubing

вибрационные инструменты и тракторы. Хотя многие из скважин с увеличенным отходом от вертикали являются открытыми, в отрасли отсутствует понимание предсказуемой и последовательной эффективности снижения трения в скважинных условиях с помощью существующих технологий ГНКТ в этих скважинах с открытым стволом.

Традиционные методы уменьшения трения для ГНКТ были сосредоточены на механических или химических методах для обсаженных скважин. Например, после обширной программы лабораторных исследований недавно была разработана смазка, которая снижает коэффициент трения ГНКТ на 40–60% в новых, чистых скважинах (Livescu et al. 2014; Livescu and Craig 2015; Livescu and Craig 2018). Такое снижение трения примерно означает удвоение отклонения ГНКТ от вертикали. Однако эффективность снижения трения смазочными материалами падает в скважинах, заполненных песком или проппантом. Кроме того, по необсаженным скважинам имеется лишь ограниченное число исследований. Для прохождения остающихся недостижимыми 30–40% длины необсаженных и обсаженных скважин с песком или проппантом необходимо сочетание смазочных материалов с другими технологиями, такими как вибрационные инструменты и тракторы.

Инструмент, ранее использовавшийся для исследования снижения трения металл о металл, был модифицирован для имитации скважинных условий скользящего движения ГНКТ в необсаженных и обсаженных скважинах с песком или проппантом. Это позволяет измерять коэффициенты трения между металлической поверхностью ГНКТ и неметаллической поверхностью породы и слоя песка или проппанта. Этот прибор был разработан для исследования влияния температуры, давления, скорости скольжения ГНКТ, шероховатости поверхности и состава жидкости на коэффициент трения. Для чистых скважин с обсаженными стволами влияние давления и скорости скольжения было слабым в лабораторных испытаниях, в то время как влияние температуры, шероховатости поверхности, типа и состава жидкости оказалось существенным. Для оценки снижения трения в необсаженных скважинах использовалось несколько образцов породы, взятых из пластов и коллекторов с различными свойствами, такими как пористость, проницаемость, размер пор и т. д. Для лучшего понимания факторов, влияющих на смазывающую способность в необсаженных скважинах, испытания проводились с несколькими образцами ГНКТ разных марок и смазочными материалами как собственной разработки, так и сторонних производителей. Было обнаружено, что в скважинных условиях характеристики трения ранее разработанной смазки снижаются с 40–60% для обсаженных скважин до 30–40% для необсаженных скважин.

Это первое доступное в литературе исследование, состоящее из лабораторных испытаний на трение, выполненных со смазочными материалами для имитации операций ГНКТ в необсаженных скважинах и скважинах с обсаженными стволами, заполненных песком/проппантом. Детальное описание процедур и результатов испытаний существенно помогает отрасли

(CT) friction reduction technologies, such as lubricants, vibratory tools, and tractors. Although many of the extended-reach wells are open-hole, there is a lack of understanding in the industry regarding the predictable and consistent friction reduction performance at downhole conditions of the existing CT technologies in those open-hole wells.

Conventional friction reduction techniques for CT operations have been focused around mechanical or chemical methods for cased wells. For instance, following an extensive laboratory testing research program, a lubricant was recently developed that lowers the CT coefficient of friction between 40 and 60% in new, clean wells (Livescu et al. 2014; Livescu and Craig 2015; Livescu and Craig 2018). Friction reduction of this magnitude roughly translates in doubling the CT lateral reach. However, the friction reduction performance of lubricants is diminished in wells filled with sand or proppant. In addition, very limited studies are available for open-hole wells. To reach the remaining 30–40% un-reachable length of open-hole wells and cased-wells with sand or proppant, lubricants are required to work in conjunction with other technologies such as vibratory tools and tractors.

The instrument previously used for metal-on-metal friction reduction research was modified to mimic the downhole conditions of CT sliding movement in open-hole wells and cased-hole wells with sand or proppant. That is, the coefficients of friction between the CT metal surface and the non-metal surface of a rock and sand or proppant layer can be measured. This instrument was designed for researching the effects of temperature, pressure, CT sliding speed, surface roughness, and fluid composition on the coefficient of friction. For clean cased-hole wells, the effects of pressure and sliding speed were weak in the laboratory tests, while the effects of temperature, surface roughness, and fluid type and composition were strong. For the friction reduction in open-hole wells, several rock samples taken from formations and reservoirs with different properties, such as porosity, permeability, pore size, etc., were used. The tests were performed with several CT coupons of different grades and both proprietary and third-party lubricants, to better understand the factors affecting the lubricity in open-hole wells. It was found that, at downhole conditions, the friction performance of the lubricant previously developed decreases from 40–60% for cased wells to 30–40% for open-hole wells.

This is the first study available in literature consisting of laboratory friction tests performed with lubricants to mimic the CT

в понимании внутрискважинных факторов, влияющих на трение ГНКТ в необсаженных скважинах с большим отклонением от ствола, и для получения предсказуемых и последовательных результатов снижения трения для операций на ГНКТ в этих скважинах.

Использование системы входа в многоствольные скважины и промывочного инструмента медленного вращения для повышения эффективности промывки боковых стволов на ГНКТ

Rob Crawford, Adam Wright, Downhole Tools International

В связи с растущей отраслевой тенденцией к многоствольному заканчиванию скважин становятся очевидными преимущества в части затрат и производительности за счет повышения эффективности входа и очистки боковых стволов скважин. Доказано, что операции по очистке улучшают производительность боковых стволов, и на рынке существует множество различных вариантов промывочных инструментов. Среди этих промывочных инструментов медленно вращающиеся промывочные инструменты обладают доказанной более высокой эффективностью по сравнению с традиционными промывочными форсунками. Новый и коммерчески жизнеспособный подход сочетает в себе гидравлически активируемую систему входа в многоствольные скважины с медленно вращающимся промывочным инструментом для повышения эффективности очистки боковых стволов с использованием технологий и инструментов, имеющих сегодня на рынке.

В этой статье представлен улучшенный метод очистки боковых стволов с системой, состоящей из инструмента индексации с высоким крутящим моментом для ориентации, гидравлического шарнирного сочленения с отверстием для стравливания для создания индикации падения давления, срезаемого дроссельного элемента для обеспечения высокой скорости очистки и вращающегося промывочного инструмента с доработанным корпусом центратора и сменными насадками. Для повышения эффективности очистки скважины длину сочленения колонны инструментов и наружный диаметр центратора можно оптимизировать для обеспечения максимальной централизации медленно вращающегося носика промывочного инструмента.

Система была настроена на базе расчетного сценария работы, была выполнена пробная очистка для моделирования операций. Продемонстрирована работа системы входа в многоствольную скважину и изменения давления подтверждения, которые, как ожидается, будут наблюдаться во время работы. Высокая скорость очистки была достигнута за счет срезания дроссельного элемента, описываются соображения по компоновке и конфигурации. Потребность во входе в боковые стволы и эффективной очистке будет только возрастать, поскольку большее количество боковых стволов потребует внутрискважинных работ по интенсификации притока, в этой статье представлен вариант обеспечения рентабельной и эффективной операции по очистке.

Окончание в следующем (75-м) номере журнала

operations in open-hole wells and sand/proppant-filled cased-hole wells. Detailing the testing procedures and results are of significant help to the industry for understanding the downhole factors affecting the CT friction in extended-reach open-hole wells and for obtaining predictable and consistent friction reduction results for CT operations in those wells.

Using a Multilateral Entry System and Slow Rotating Wash Tool to Increase Efficiency of Lateral Cleanouts with Coiled Tubing

Rob Crawford, Adam Wright, Downhole Tools International

With the rising industry trend in multilateral completions, there is a cost and productivity benefit resulting from increasing the efficiency of entry and cleanout of lateral wellbores. Cleanout operations are proven to improve production from laterals and there exists a variety of different options of wash tools on the market. Among these wash tools, slow rotating wash tools have been proven to be more efficient during cleanout operations when compared to traditional wash nozzles. A new and commercially viable approach combines a hydraulically activated multilateral entry system with a slow rotating wash tool to increase the efficiency of downhole lateral cleanouts while utilizing technology and tools that are on the market today.

This paper presents an improved method of lateral cleanout with a system consisting of a high torque indexing tool for orientation, a hydraulic knuckle joint with a bleed port to generate a pressure drop indication, a shearable choke sub to enable high rate cleanout and a rotating wash tool with modified centralizer body and interchangeable nozzles. For well cleanout efficiency, the articulated length of the toolstring and the centraliser OD can be optimised to ensure the slow rotating wash tool nose is as centralised as possible.

The system was set up in an example job scenario and a mock cleanout performed to simulate operations. The job demonstrated the operation of the multilateral entry system and the confirmation pressure changes expected to be witnessed during the job. High rate cleanout rates were achieved by shearing the choke sub and considerations for setup and configurations discussed. The need for lateral entry and efficient cleanout will only increase as more laterals require stimulation intervention and this paper presents an option for providing a cost-effective, efficient cleanout operation.

To be continued in our next (75) issue

МНОГООСНЫЕ СПЕЦШАССИ КАМАЗ/РИАТ



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



▲ НАДЁЖНОСТЬ ▲ ВЫНОСЛИВОСТЬ ▲ МОЩНОСТЬ

ДЛЯ НЕФТЕСЕРВИСА

ИМПОРТО-
ЗАМЕЩЕНИЕ



ОАО РИАТ

запросить спецпредложение ▶

poi@riat.ru
fdr@riat.ru

RIATAUTO.RU

+7 (8552) 30-51-20

МНОГОКАНАЛЬНЫЙ КОЛТЮБИНГ. Варианты изготовления и способы применения

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

(Окончание. Начало в № 73 «ВК»)

Любая базовая пара, используемая в качестве МКТ, позволяет без остановки скважины осуществлять технологические операции по очистке забоя скважины от пластовой воды и мехчастиц, особенно на газовых месторождениях с низким пластовым давлением; модернизировать перфорацию эксплуатационной колонны сверлением и пескоструем; в добычных схемах: а) ШГН и винтовой насос – улучшение работы штангового привода или переход на погружной гидропривод с открытой или закрытой циркуляцией рабочей жидкости; б) ЭЦН – при запасировке электрокабеля в один гидроканал, второй использовать как лифтовый; в) газлифт – один гидроканал для подачи рабочего газа, второй использовать как лифтовый; д) мехдобыча высоковязкой нефти с закачкой пара – закрытая схема теплового воздействия на продуктивный пласт паром, где отсутствует смешение конденсата с нефтью и образование эмульсий.

В нефтегазовой отрасли существует большая проблема по одновременной и раздельной эксплуатации (ОРЭ) нескольких продуктивных пластов из одной скважины с обеспечением погружных насосов различными видами энергии: механической (штанги для ШГН, ШВН), электрической (кабель для ЭЦН, ЭВН), гидравлической (гидроканалы для погружных гидронасосов) и их различными комбинациями с соблюдением требований госорганов. МКТ (рис. 30) может использоваться для ОРЭ (ЭЦН-ЭЦН) с двумя лифтами, где два стандартных электрокабеля располагаются в ложбинах между двумя гидроканалами и прикрепляются к базовой паре обычными клямсами.

МКТ с базовой парой Фета-типа и с поперечным наружным сечением в виде окружности (рис. 31) может использоваться для ОРЭ (ЭЦН-ЭЦН) с двумя лифтами. В третьем, дополнительном, канале перед сваркой каналов между собой может размещаться эластичная сервисная лента с силовым электрокабелем, удерживаемая в допканале за счет трения. Пространство допканала между его стенками и сервисной лентой может использоваться для доставки масла

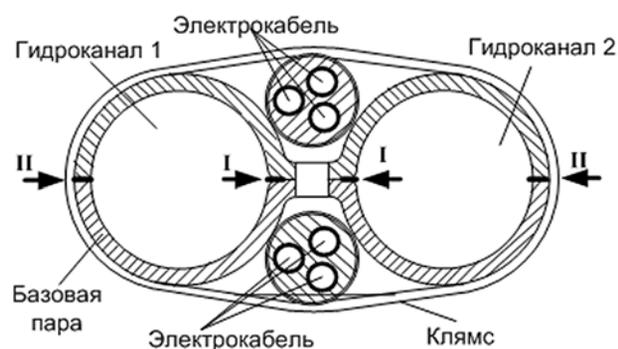


Рисунок 30

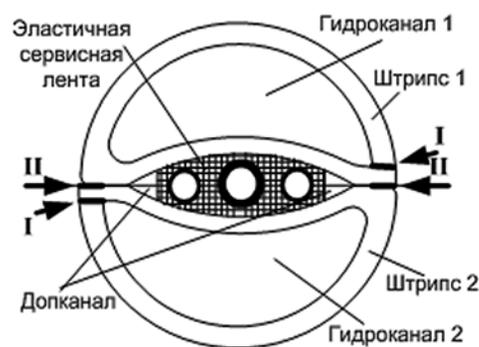


Рисунок 31

или химреагентов на забой скважины. Спуск-подъем насосов и их замена через мобильную шлюзовую камеру может производиться без «задавки» пластов тяжелой жидкостью с сохранением их коллекторских свойств.

МКТ на основе базовой пары любого из трех типов с соединительной перегородкой, с сервисной лентой с силовыми электрокабелями, с базовой парой четвертого типа может использоваться для ОРЭ трех пластов (ЭЦН – Гидроприводной насос – Гидроприводной насос) с тремя лифтами (рис. 32).

МКТ на основе базовой пары любого из трех типов с соединительной перегородкой, с двумя сервисными лентами с силовыми

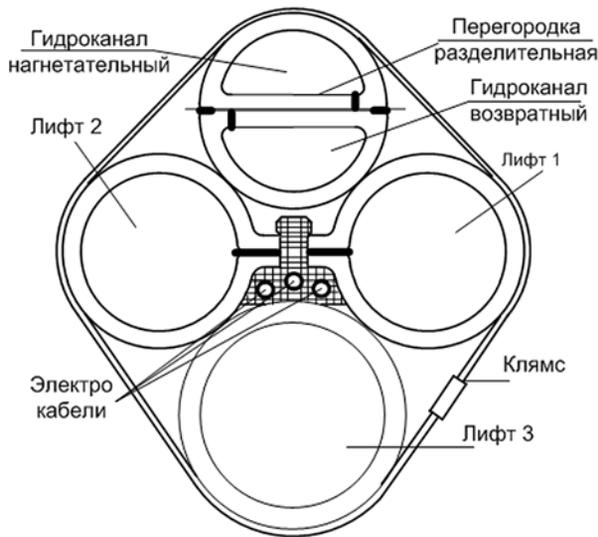


Рисунок 32

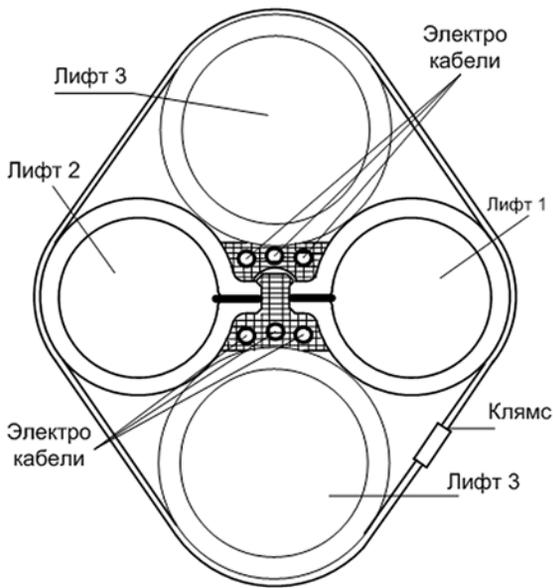


Рисунок 33

электрокабелями и с двумя стандартными одинарными КТ может использоваться для ОРЭ четырех пластов (4ЭЦН) с четырьмя лифтами (рис. 33). Эту же компоновку можно использовать по схеме (2ЭВН-2ЭЦН) или (ЭВН-3ЭЦН) или (3ЭВН-ЭЦН) или (газлифт-2ЭЦН) с тремя лифтами.

Для бурения вторых стволов горизонтальных участков скважин предлагается МКТ на основе базовой пары с перфорированной соединительной перегородкой, с двумя сервисными лентами со стандартными КТ, с силовым электрокабелем (рис. 34). Бурение производится погружным электродвигателем (электробур), силовой кабель которого находится в одном из каналов базовой пары. Второй гидроканал базовой пары служит для подачи бурового раствора на долото. Два КТ в сервисных лентах служат силовым приводом для систем ориентирования положения долота при навигации пространственного бурения,

создания нагрузки на долото и компенсации реактивного момента вращающегося долота. Для бурения на больших глубинах МКТ состоит из двух соединяемых частей: верхнего (рис. 34) с перфорированной перегородкой и волнообразными кромковыми буртами, и нижнего (рис. 35) только с перфорированной перегородкой. Эта компоновка МКТ может применяться и для проведения контролируемого МГРП.

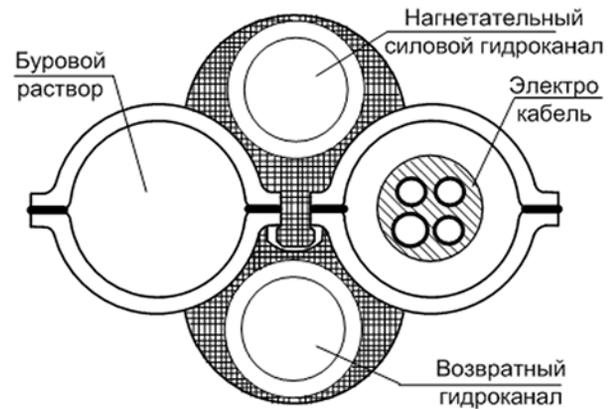


Рисунок 34

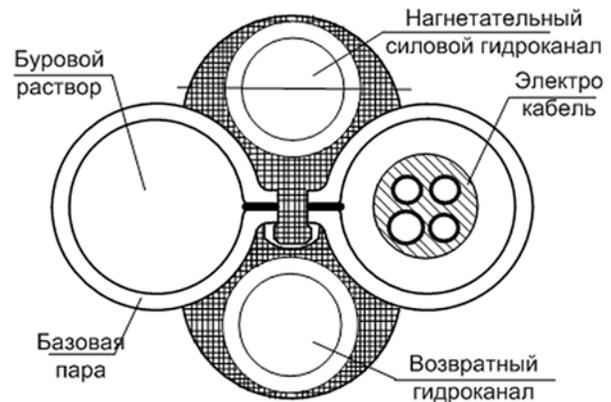


Рисунок 35

Для бурения скважин с АВПД, неглубоких скважин и испытания скважин МКТ составляется на основе базовой пары с перфорированной соединительной перегородкой (рис. 36). Вместо второго гидроканала используется базовая пара четвертого типа (Фета-тип). Эта компоновка МКТ также может применяться и для проведения контролируемого МГРП.

На рисунке 37 приведена еще одна компоновка МКТ для бурения скважин. Эта компоновка может применяться и для ОРЭ (3ЭЦН, ЭЦН и газлифт, ЭЦН и 2 ЭВН и т. д.).

Принцип компонования МКТ (кроме Фета-типа и «труба в трубе») состоит в том, что на колтюбинговой установке находится барабан только с базовой парой с перфорированной соединительной перегородкой, которая проходит через гусак и инжектор. Все дополнительные сервисные каналы при спуске

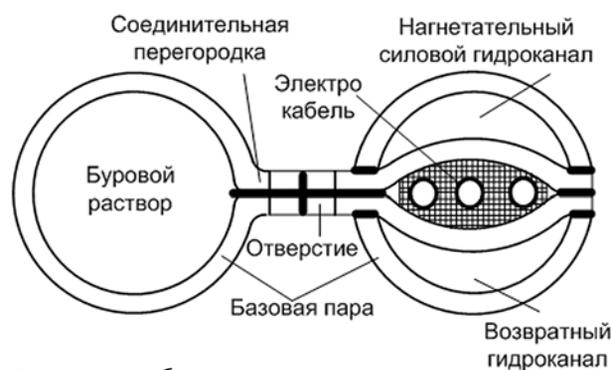


Рисунок 36

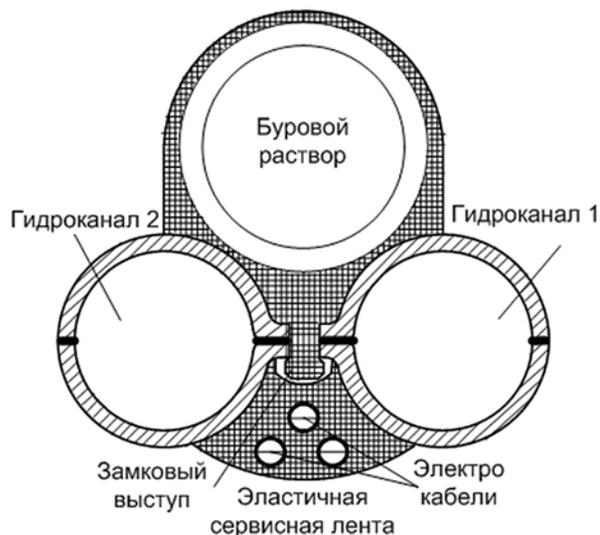


Рисунок 37

в скважину присоединяются к базовой паре после инжектора, но до герметизатора и ПВО (рис. 38). Сервисные каналы отматываются с дополнительных барабанов при спуске МКТ в скважину и наматываются на дополнительные барабаны при подъеме МКТ из скважины при помощи автонамотчиков 1 и 2. Сервисные каналы присоединяются к базовым парам и отсоединяются от них при помощи отдельных соединительно-разделительных устройств (А и В). Присоединение сервисных каналов к базовой паре происходит на замковых элементах (рис. 16, 34, 35, 37) механизировано или вручную (при наличии площадки для обслуживания), через определенные интервалы, с использованием клямсов (рис. 30, 32, 33), аналогичных при работе с ЭЦН. При подъеме МКТ из скважины отсоединение сервисных каналов происходит в обратном порядке. Обособленные барабаны для автонаматки сервисных каналов могут приводиться через вал (рис. 39) или тележками с вращающимися приводными роликами для реборд барабана (рис. 40). Таким образом на колтюбинговой установке всегда находится базовая пара с перфорированной соединительной перегородкой, а другие сервисные каналы в зависимости от поставленной задачи со своими автонамотками подвозятся/отвозятся отдельно. Каждый сервисный канал и базовая

пара после спуска подсоединяются к источнику электроэнергии, гидравлическим насосам, приемным емкостям и т. д. на поверхности в соответствии с планом работ.

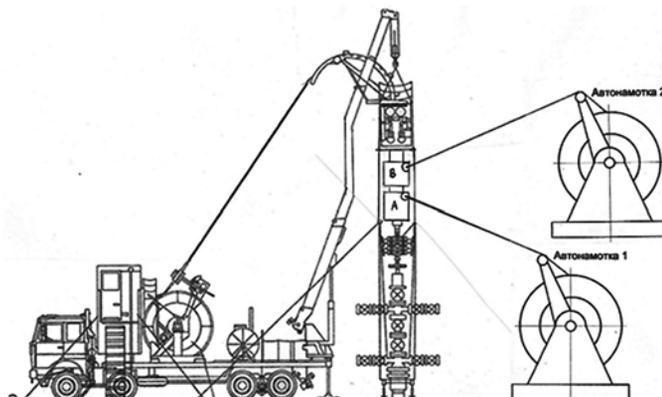


Рисунок 38



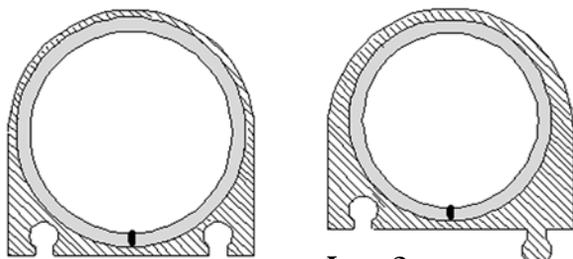
Рисунок 39



Рисунок 40

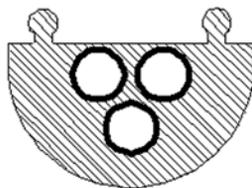
Другим инновационным видом МКТ является его сборно-разборный вариант, состоящий из длинномерных секций, заплавленных в фигурную полимерную оболочку. Гидроканальная секция состоит из стандартного КТ с контактной поверхностью на полимерной оболочке, параллельной оси МКТ, на которой находятся замковые элементы в виде длинномерных замковых пазов (выемок) или в виде ответных длинномерных гребней (выступов), сопрягаемые между собой. На

сопрягаемых поверхностях имеются только замковые длинномерные выступы или только замковые длинномерные пазы (фиг. 1). Как другой вариант, на одной поверхности могут находиться и длинномерные пазы, и длинномерные выступы (фиг. 2). Имеются два вида длинномерных секций, в которых соединение друг с другом происходит по контактным поверхностям и замковым элементам: а) концевая (боковая), с одной плоской контактной поверхностью и цилиндрической поверхностью с противоположной стороны с гидроканалом (рис. 1 и 2) или с электрическими проводами, кабелем, оптоволоконными линиями или капиллярными трубками (фиг. 3); б) промежуточная (соединительная) длинномерная гибкая секция в виде вставки, с двумя параллельными плоскими контактными поверхностями (рис. 4 и 6). Заплавление стандартного КТ производится непосредственно на заводе-изготовителе одинарного КТ с обязательным условием размещения сварочного шва на средней линии контактной поверхности гидроканальной секции. МКТ составляется только из двух концевых или из двух концевых и одной промежуточной длинномерной секции между ними. В обоих случаях наружная поверхность поперечного сечения МКТ будет состоять из двух плоских и двух цилиндрических плоскостей, что удобно для прохождения через инжектор, герметизатор, ПВО, а также для ориентированной намотки на барабан составленного МКТ.



Фиг. 1

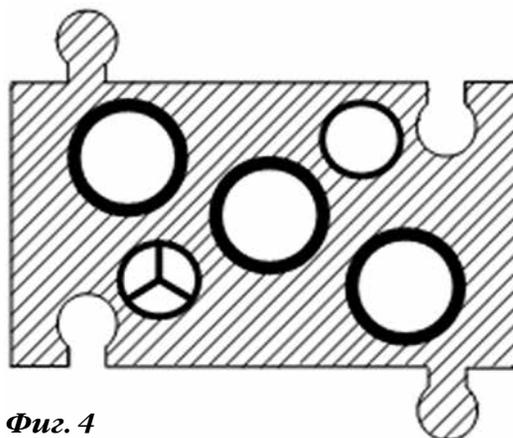
Фиг. 2



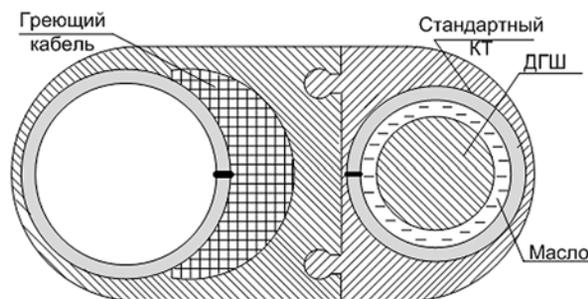
Фиг. 3

В промежуточной секции могут быть размещены электрические провода, кабель, оптоволоконные линии или капиллярные трубки (фиг. 4 и 6). В скважинах, осложненных наличием асфальто-смолисто-парафиновых отложений (АСПО), можно установить на КТ внешний греющий кабель (фиг. 5). Как вариант, для добычи высоковязких нефтей в одном из гидроканалов может быть размещена ДГШ в масляной ванне, аналогичной изображенной на рис. 13.

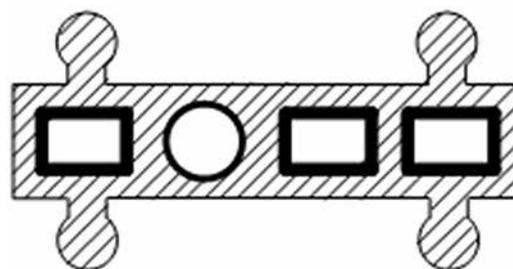
Для защиты длинномерных пазов и длинномерных выступов от их сминания, попадания на них грязи и льда, предотвращения



Фиг. 4



Фиг. 5

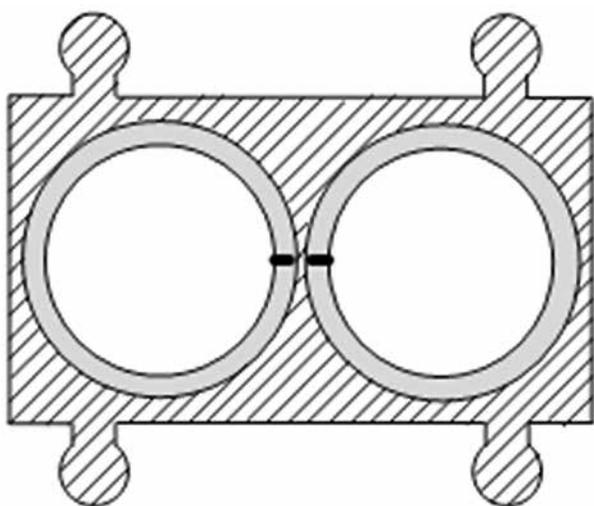


Фиг. 6

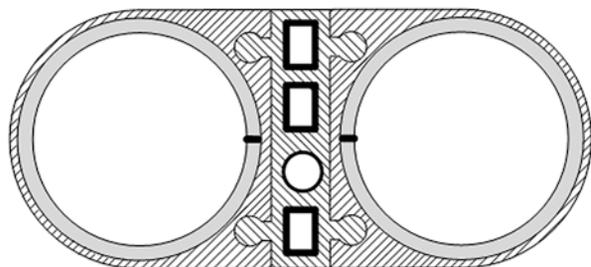
зацепа витков секций замковыми элементами между собой на барабане и т. д., а также для удобства при намотке-размотке секции на или с барабана может применяться нерабочая защитная секция-протектор в виде заглушки, устанавливаемая на рабочую секцию на заводе-изготовителе или в цеху перед намоткой на барабан, которая снимается с рабочей секции перед сочленением с другой секцией при спуске МКТ в скважину и устанавливается на нее снова после расчленения с другой секцией при подъеме МКТ из скважины. Для расположения максимального количества сервисных гидроканалов в МКТ в промежуточной длинномерной секции могут быть размещены два стандартных КТ одновременно (фиг. 7).

На фигуре 8 показано поперечное сечение МКТ для мехдобычи с погружными электроцентробежными насосами и/или винтовым насосом с погружным электроприводом для ОРЭ двух пластов с двумя лифтовыми каналами.

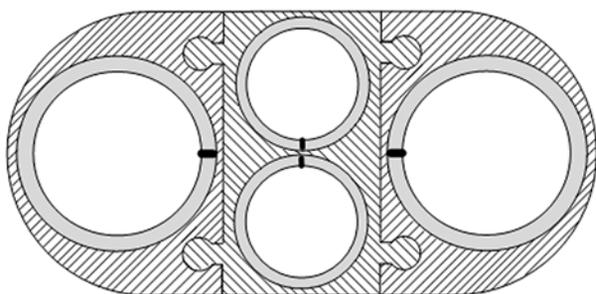
На фигуре 9 показано поперечное сечение МКТ для ОРЭ двух пластов с погружными гидроприводными насосами с двумя лифтовыми каналами.



Фиг. 7



Фиг. 8

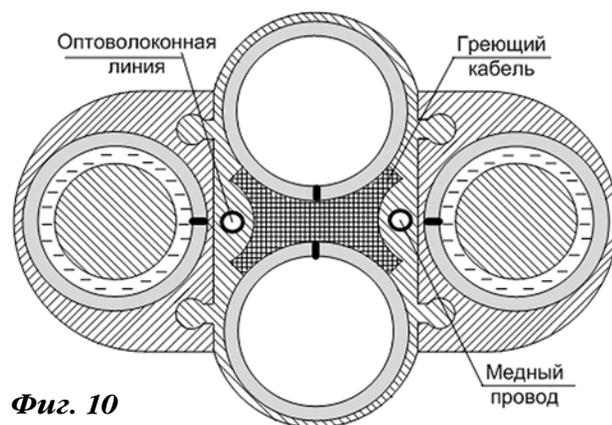


Фиг. 9

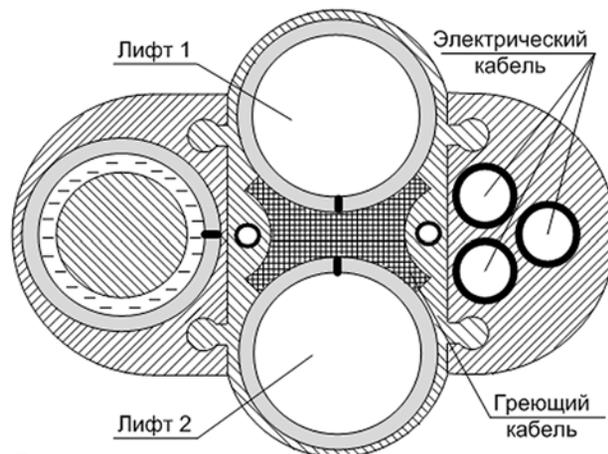
На фигуре 10 показано поперечное сечение МКТ для ОРЭ двух пластов с высоковязкими нефтями двумя ШГН или двумя ВШН, или ВШН + ШГН и двумя станками-качалками через два независимых подогреваемых лифта со свободным внутренним пространством для очистки от АСПО известными методами. Кроме греющего кабеля, в МКТ имеются электрические и оптоволоконные каналы для связи с погружными устройствами.

На фигуре 11 показано поперечное сечение МКТ для ОРЭ двух пластов с высоковязкими нефтями ШГН + ЭЦН или ВШН + ЭЦН, через два независимых подогреваемых лифта со свободным внутренним пространством для очистки от АСПО известными методами.

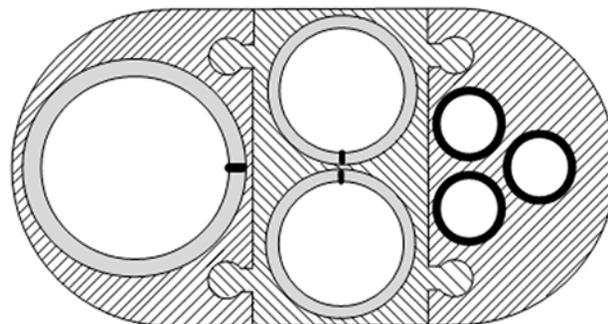
На фигуре 12 показано поперечное сечение МКТ для ориентированного бурения с гидроканалом для бурового раствора, двумя силовыми гидроканалами для привода силовых исполнительных механизмов и силовой кабельной секцией для привода электробура и передачи информации с забоя скважины. Бурение и вскрытие пластов осуществляется на депрессии с сохранением коллекторских свойств пластов.



Фиг. 10

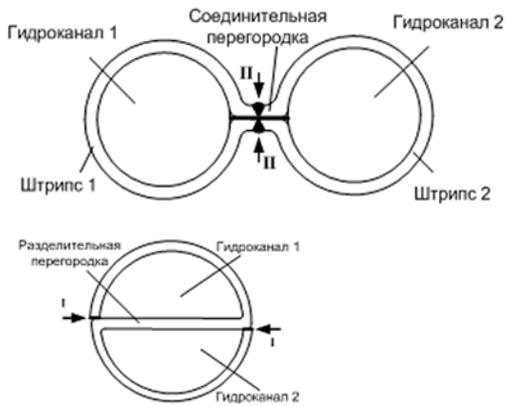


Фиг. 11



Фиг. 12

Принцип компоновки полимерного МКТ состоит в том, что на колтюбинговой установке находится барабан с уже предварительно собранным на БПО и готовым к спуску МКТ, как один вариант. В случае сборки МКТ на скважине перед спуском на колтюбинговой установке находится барабан только с одной его секцией, как второй вариант. Другие секции находятся на дополнительных барабанах с автонамоткой, которые подвозятся отдельно и присоединяются при спуске МКТ в скважину к первой секции при помощи отдельных соединительно-разделительных устройств (А и В), находящихся выше инжектора. При подъеме МКТ из скважины разделение секций происходит в обратном порядке. Предварительно собранный МКТ при подъеме из скважины полностью наматывается на барабан. Таким образом, работа с ним не отличается от работы с одинарным КТ, но используется на неглубоких скважинах из-за



Фиг. 13

лимитированной длины намотки МКТ на барабан. Изменения присутствуют только в геометрии траков инжектора, ПВО, герметизатора.

На фигуре 13 показаны поперечные сечения трех видов МКТ для гидравлической очистки забоя газовой или нефтяной скважины от пластовой воды и мехчастиц без воздействия столба технологической жидкости на пласт и без остановки скважины на ремонтные работы. Эта компоновка имеет на нижнем конце форсунку, эжекторный насос и два варианта применения: а) МКТ спускается вместе с НКТ и оставляется вместе с ним; б) МКТ опускается в скважину через герметизатор и шлюзовую камеру только во время проведения технологической операции.

Сравнительная таблица возможностей одноканального и многоканального колтюбингов

Параметр	КТ	МКТ
Возможность создания закрытой гидравлической цепи	нет	да
Возможность контролируемой намотки на барабан	нет	да
Возможность расположения сварочных швов на «нулевой» линии	нет	да
Возможность разделения в колтюбинге гидравлических и весовых усилий	нет	да
Возможность широкого применения в мехдобыче	нет	да
Возможность использования стали различных марок на участках растяжения и сжатия	нет	да
Возможность использования более дешевой марки стали	нет	да
Возможность изменения радиусов труб на участках растяжения и сжатия	нет	да
Возможность применения упорных элеваторов для захвата, удержания и проведения СПО	нет	да
Возможность надежного и защищенного присоединения допканалов к колонне	нет	да
Возможность осуществления ОРЭ для различных видов мехдобычи	нет	да
Возможность доставки масла к погружным механизмам и насосам	нет	да

КТ имеет хорошие перспективы практически во всех технологических операциях, которые сейчас производятся с использованием одинарного КТ или наборными трубными колоннами из НКТ, но с расширением функциональных и технологических возможностей, меняя иногда схемы проведения МГРП и бурения



горизонтальных и многозабойных скважин. Другая перспективная сфера применения МКТ – добыча нефти и газа, с предложением конкурентоспособных компоновок для всех видов мехдобычи, включая различные схемы ОРЭ и ТРИЗ, причем,

выигрывая при этом в металлоемкости и энергоэффективности, многофункциональности, удобстве работы, по технике безопасности, по воздействию на окружающую среду и даже цене. Отработанные МКТ могут в дальнейшем использоваться в нефте- и газотрубопроводах, например, для растепления при помощи ППУ. Размещаться и удаляться они могут через лубрикаторы. При использовании МКТ с тремя гидроканалами третий канал может служить для удаления жидкости или газа из проблемного участка трубопровода. В случае применения МКТ в газовых скважинах с низким пластовым давлением и большим выносом пластовой воды и мехчастиц на забой отпадает необходимость применения азотных установок и остановок скважин.

Патенты на изобретения по изготовлению МКТ:

1. Патент РФ № 2644366 от 15.12.2016 «Сборно-разборная многоканальная гибкая колонна»
2. Патент РФ № 2676305 от 22.01.2018 «Элемент длинномерной гибкой колонны (Варианты)»
3. Патент РФ № 2673475 от 22.01.2018 «Элемент длинномерной гибкой колонны (Варианты)»
4. Патент РФ № 2689945 от 06.08.2018 «Элемент длинномерной гибкой колонны (Варианты)»
5. Патент РФ № 2689955 от 06.08.2018 «Элемент длинномерной гибкой колонны (Варианты)»

Сопутствующие патенты на изобретения по соединению МКТ

6. Патент РФ № 2550992 от 05.12.2011 «Разъемное соединение длинномерной колонны»
7. Патент Японии № 6210257 от 22.09.2017 «Разъемное соединение длинномерной колонны»

Патенты на изобретения по применению КТ и МКТ:

8. Патент РФ № 2369774 от 30.05.2008 «Гидроприводной диафрагменный насос для подъема жидкости из скважины»
9. Патент РФ № 2303367 от 30.09.2009 «Насосная глубинная установка»
10. Патент РФ № 2440514 от 11.01.2011 «Скважинная насосная установка»
11. Патент РФ № 2506456 от 18.06.2012 «Скважинная насосная установка»
12. Патент РФ № 2519154 от 15.04.2013 «Скважинная насосная установка»
13. Патент РФ № 2519153 от 15.04.2013 «Скважинная насосная установка»
14. Патент РФ № 2549937 от 31.03.2014 «Скважинная насосная установка»
15. Патент РФ № 2550842 от 02.06.2014 «Скважинная штанговая насосная установка (варианты)»
16. Патент РФ № 2559206 от 14.10.2014 «Скважинная насосная установка»

Примечание. Часть фотографий и рисунков взяты из публичных источников

Группа ФИД выпустила НОВУЮ ДВУНАСОСНУЮ ЦЕМЕНТИРОВОЧНУЮ УСТАНОВКУ



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

Основными отличительными особенностями установки являются: автоматическая система затворения цемента, система управления собственной разработки Группы ФИД, термоизолированная кабина оператора с системой кондиционирования и отопления, а также смесительная емкость большого объема.

Эффективность применения данного типа оборудования достигается за счет высокой степени автоматизации, возможности приготовления тампонажного раствора высокого качества, точности достижения плотности раствора, а также того, что применение установки позволяет сократить общее число установок цементировочного флота.

В конструкции оборудования применена лучшая мировая комплектация, а также самые современные и апробированные технические решения Группы ФИД, что положительно отразилось на надежности в эксплуатации.

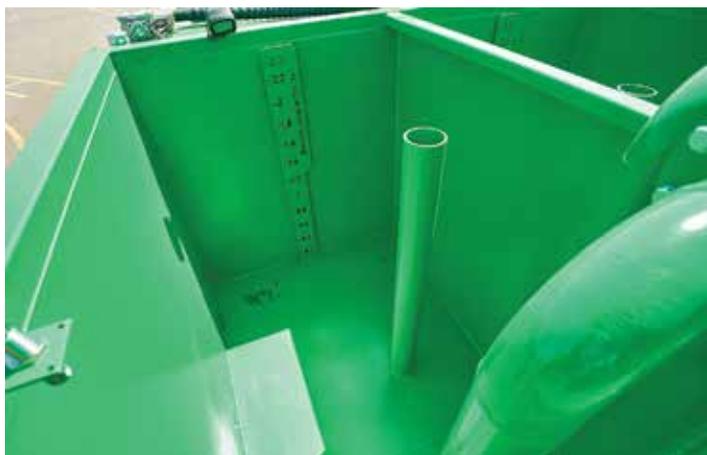
Для привода насосов высокого давления на шасси установлены два дизельных двигателя Caterpillar C15 мощностью 540 л. с. Подача технологической жидкости под высоким давлением и заданным расходом в скважину осуществляется двумя трехплунжерными насосами SPM TWS600S: первый с плунжерами диаметром 88,9 мм (3,5"), второй с плунжерами диаметром 114,3 мм (4,5").

Два насоса с плунжерами разного размера дают возможность по одному контуру развивать максимальное рабочее давление 73,2 МПа и производительность закачки до 1170 л/мин, а по второму – 44,3 МПа и 1940 л/мин соответственно. Это позволяет применить данную установку под широкий типоразмер скважин и для различных технологических процессов.

Для ввода в жидкость сухого цемента, перемешивания и получения рабочего раствора необходимой плотности в задней части установки размещена смесительная емкость объемом 2,5 м³. Большой объем смесительной емкости позволяет более точно контролировать плотность приготавливаемого тампонажного раствора. Более того, позволяет поддерживать необходимое время осреднения тампонажного раствора.



В средней части установки расположена подпиточная емкость, которая разделена на два отсека одинакового объема (2,3 м³), что позволяет обеспечить работу с различными технологическими жидкостями.



Двухсосная цементировочная установка оснащена системой управления собственной разработки Группы ФИД. Система обеспечивает управление процессом приготовления раствора как автоматически, так и вручную. Управление осуществляется с пульта управления, расположенного в термоизолированной кабине оператора, оснащенной системой кондиционирования воздуха и отопления в холодное время года.



Система управления собственной разработки Группы ФИД имеет интуитивно понятный русскоязычный интерфейс и не требует длительного времени на обучение персонала. Более того, система управления ведет базовые измерения в единицах СИ (API опционально) и может быть адаптирована под пожелания заказчика.

Система управления построена на базе промышленных программируемых логических контроллеров и позволяет отображать состояние

двигателя, давление масла, температуру охлаждающей жидкости. Помимо этого, система управления контролирует обороты двигателя, его нагрузку, расход жидкости, кроме этого, отображает все ошибки установки. Все параметры можно контролировать дистанционно, а также есть возможность подключения стороннего наблюдателя (например, супервайзера).

Двухсосная цементировочная установка



выполнена на базе полноприводного шасси TATRA T158 с колесной формулой 8×8.

Особенностью данного шасси является применение хребтовой рамы и независимой подвески.

Преимущество хребтовой рамы заключается в том, что она имеет очень высокую жесткость на кручение, а элементы трансмиссии надежно защищены от внешнего воздействия. За счет применения независимой подвески на шасси обеспечивается высокая проходимость техники.

Еще одним преимуществом применения шасси TATRA T158 является высокий уровень комфорта и высокая скорость движения на сильно пересеченной местности. ☺



Контроль состояния ГНКТ. Расширение возможностей дефектоскопа ГНКТ ДТ2

Сергей АТРУШКЕВИЧ, главный конструктор – первый заместитель директора СЗАО «Новинка»

Публикация подготовлена на основе доклада, представленного на 21-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы».

Сравнительно недавно, ровно два года тому назад, в рамках 19-й конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы» специалистами СЗАО «Новинка» был сделан доклад на тему «Дефектоскоп как средство оптимизации сроков использования ГНКТ и предотвращения аварийных ситуаций при проведении работ с использованием колтюбингового оборудования», по результатам которого в журнале «Время колтюбинга. Время ГРП» (№ 66, декабрь 2018 года) была опубликована соответствующая статья. В ней было зафиксировано, что специалисты СЗАО «Новинка» разработали, изготовили и испытали макетный образец дефектоскопа ДТ1, а затем и его рабочий образец. В статье были приведены основные технические параметры, конструктивные особенности дефектоскопа и его функции.

За прошедшие два года предприятием было выпущено уже достаточное количество таких приборов. Они эксплуатируются многими компаниями и зарекомендовали себя как полезное и надежное оборудование.

Сегодня проект под названием «Дефектоскоп» уже прошел существенный путь развития. В настоящее время СЗАО «Новинка» производит следующую, усовершенствованную модель – дефектоскоп ДТ2. Эта новая модель прибора вобрала в себя результаты длительных эксплуатационных испытаний оборудования и новых наработок инженерных служб СЗАО «Новинка».

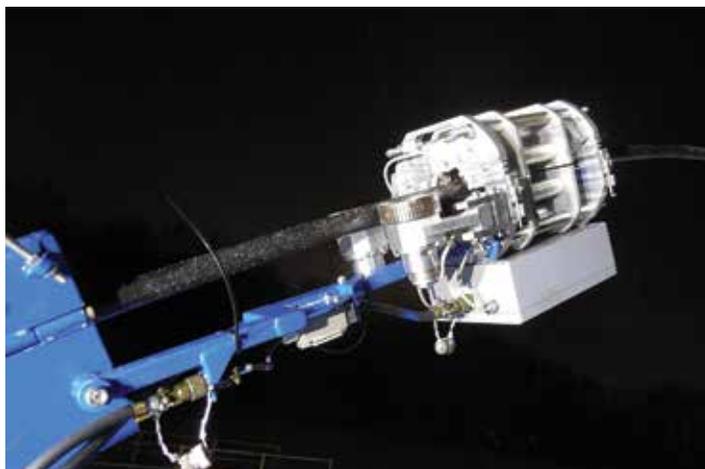
Что было сделано за истекший период?
Первое. Была расширена номенклатура ГНКТ, которые могут быть продефектованы одним измерительным блоком с учетом комплектов для переналадки. Это ГНКТ диаметром от 31,75 мм до 50,8 мм. К слову, комплекты для переналадки включают блоки датчиков

толщины и дефектов, а также магнитопроводы. Кроме этого, была произведена доработка конструкции дефектоскопа в части упрощения работ при переналадке его с одного типоразмера контролируемых ГНКТ на другой типоразмер ГНКТ.

Второе. Результаты ряда проведенных специалистами СЗАО «Новинка» исследований и экспериментальных работ позволили на 10–15% повысить точность измеряемых параметров по сравнению с точностными параметрами дефектоскопа ДТ1.

Третье. Существенный прогресс достигнут также в сфере специального программного обеспечения дефектоскопа. В частности, появилась возможность взаимной интеграции данных между дефектоскопом и системой

контрольно-регистрирующей (СКР) колтюбинговой установки. Так, данные по овальности и толщине



стенки ГНКТ, замеряемые дефектоскопом, могут передаваться в СКР, где используются для расчета нагрузочной диаграммы ГНКТ, что, в свою очередь, позволяет производить работы с ГНКТ с минимальными рисками и в оптимальных режимах. Одновременно данные по глубине спуска ГНКТ с СКР могут быть экспортированы в дефектоскоп, что позволит более точно определять координаты расположения дефектов по длине ГНКТ, своевременно и точно их выявлять и при необходимости удалять с минимально возможными потерями для ГНКТ.

Кроме указанного, программное обеспечение дефектоскопа было усовершенствовано также в части:

- вывода параметров дефектоскопии, толщинометрии, геометрических размеров и вибрации гибкой трубы в виде текстовой и графической информации на экран;
- обеспечения непрерывной архивации считанных данных, представленных в виде рабочего файла на диске SSD;
- введения звуковой и визуальной индикации в режиме ON-LINE различных внештатных ситуаций (обрыв поводка, выход измеренных параметров за допустимые пределы и т. д.);
- ведения учета реагирования оператора на звуковую и визуальную индикацию внештатных ситуаций путем создания соответствующих записей в учетном файле программы;
- сохранения данных, снятых при инспектировании ГНКТ, в случае потери связи между измерительным блоком и блоком распределительным на карту памяти блока измерительного;
- индикации значений глубины спуска ГНКТ в любой точке дефектограммы по местонахождению курсора;
- отображения дефектограммы с привязкой к расположению сторон ГНКТ на колтюбинговой установке в интервале между узлом намотки и инжектором;
- формирования по команде оператора результирующего отчета;
- и другое.

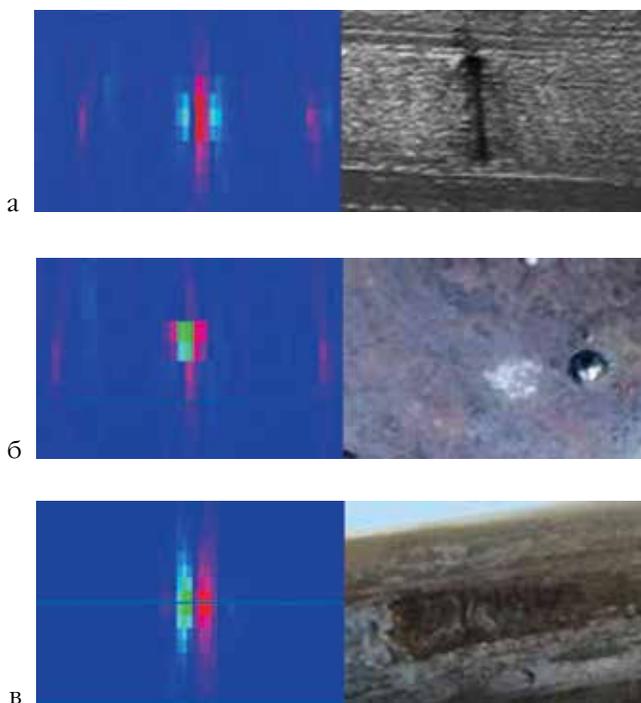
Четвертое. За последний год СЗАО «Новинка» накоплен значительный опыт работы с результатами полученных при дефектоскопии ГНКТ данных, с учетом которых было доработано программное обеспечение, позволяющее оператору производить предварительную оценку дефектов по показаниям дефектоскопа, исходя из разделения их условно на три категории:

а) малоразмерная потеря металла типа каверны или трещины. На дефектограмме это отражается короткими красными вертикальными полосками либо (если дефект большего размера) сочетанием трех полосок – зеленая-красная-зеленая.

б) малоразмерный фрагмент ферромагнитного материала, прилипший к стенке трубы изнутри и снаружи. На дефектограмме это отражается короткими зелеными вертикальными полосками

либо (если дефект большего размера) сочетанием трех полосок – красная-зеленая-красная.

в) задиры на наружной поверхности трубы. Отличается несимметричной формой – резким началом впадины и пологим выходом из впадины. На дефектограмме задиры на наружной поверхности трубы отражаются сочетанием двух полосок – красная-зеленая или зелено-красная, в зависимости от направления задира.



Можно констатировать, что за истекший период специалистами СЗАО «Новинка» сделан существенный шаг вперед по совершенствованию оборудования и подходов контроля состояния ГНКТ с использованием дефектоскопа. Однако это не означает, что работа завершена и СЗАО «Новинка» не планирует развивать и совершенствовать данное направление. Определенно, дальнейшая работа будет вестись, и основной ее вектор будет направлен на развитие программного обеспечения для упрощения обработки и анализа полученной в результате дефектации ГНКТ информации. Кроме этого, планируется, что в обозримом будущем дефектоскоп ГНКТ станет одним из элементов комплексной системы управления и безопасности колтюбингового комплекса.

И в заключение хотелось бы еще раз отметить для читателей журнала «Время колтюбинга. Время ГРП» и потенциальных пользователей подобного оборудования, что проведение дефектоскопии ГНКТ в режиме реального времени позволяет отслеживать динамику ее износа и тем самым оптимизировать сроки использования ГНКТ, а также предотвращать аварийные ситуации при проведении работ. Относительно небольшие затраты на приобретение дефектоскопа могут предотвратить существенные потери в процессе эксплуатации ГНКТ. ☉



**ИВА
СЕРВИС**

ОПЫТ, СОЗДАЮЩИЙ РЕЗУЛЬТАТ!

В условиях падения добычи на большинстве месторождений России колтюбинг в ближайшие годы станет более востребованным видом сервиса, продолжаям пользоваться большим спросом.

Компания «ИВА СЕРВИС» активно развивает новое перспективное направление по оказанию услуг при помощи установки колтюбинговой ГНКТ МК30М с БДТ QT-800 и установки ГНКТ МК40Т. Операции с использованием гибких насосно-компрессионных труб (ГНКТ) позволяют осуществлять спуско-подъемные и технологические операции с использованием БДТ при капитальном, текущем ремонте и интенсификации нефтяных и газовых скважин (ликвидации гидратных, парафинистых, песчаных отложений и пробок, кислотной обработки призабойной зоны и так далее), без их глушения при давлении на герметизируемом устье до 70 МПа.

Перед использованием традиционного кабеля и других методов применение колтюбинговой установки представляется целым рядом преимуществ:

- проведение операций в скважинах с большим отходом от вертикали, спуск инструмента к продуктивным интервалам;
- прочность и стойкость для работы в наклонных и высокодебитных скважинах, обеспечивая доступ к горизонтальным участкам, и

возможность прохождения искривленных участков профиля скважины;

- защита каротажного кабеля колтюбинговой трубой для работы в сложных и агрессивных средах;
- возможность постоянной циркуляции для жидких смазочных материалов или азота для поддержания отрицательного давления на пласт, особенно для пластов с низким давлением, где только таким образом можно обеспечить приток;
- экономия средств на повторных входах и ремонте скважин;
- возможность создания постоянной депрессии на пласт при низком забойном давлении для обратного притока нецементированной твердой фазы, возможность проведения различных внутрискважинных операций за один или несколько рейсов, экономия времени на обработку, что позволяет увеличить дебит скважины;
- ГНКТ позволяют выполнять непрерывные операции без глушения скважин, при этом практически ежедневно изобретаются все новые способы применения существующих и доработанных инструментов;
- время на проведение работ колтюбингом по сравнению с КРС в 2–3 раза меньше, вследствие чего уменьшаются общие затраты на ремонт, сокращаются простои скважин,

дается возможность проводить многие технологические операции, недоступные для традиционных методов и в конечном итоге увеличивающие добычу нефти и газа.

ООО «ИВА СЕРВИС» оказывает следующие услуги:

- освоение, исследование и добыча углеводородного сырья на нефтяных и газовых месторождениях через сепарационную установку, а также подготовка нефти до товарного вида;
- производство емкостного и сепарационного оборудования;
- строительно-монтажные работы на нефтяных кустовых площадках;
- инженерное сопровождение услуг;
- растепление гидратных пробок;
- очистка ствола скважины и забоя от различных отложений;
- освоение скважин азотом, в том числе с применением ГНКТ;
- проведение ОПЗ и интенсификации притока скважин;
- промывка скважин после ГРП;
- применение технологий работы в горизонтальных скважинах;
- проведение ГИС с использованием ГНКТ;
- проведение ПВР на ГНКТ;
- ловильные работы на ГНКТ;
- выполнение работ по фрезерованию.

Техническая оснащенность ГНКТ ООО «ИВА СЕРВИС»:

- установка ГНКТ МК30М, установка колтюбинговая МК40Т;
- дополнительные катушки;
- трубы ГНКТ производства ESTM:
 - Ø 50,8 мм, длиной 4800 м;
 - Ø 44,45 мм, длиной 5500 м;
 - Ø 38,1 мм, длиной 5500 м;
- насосный агрегат рабочего давления до 100 МПа;
- азотный агрегат А100;
- большой емкостной парк;
- ППУ;
- топливозаправщик, нефтевоз, автомобиль вахтовый, автокран;
- оборудованные жилые вагоны.

На сегодняшний день в нашем арсенале имеется достаточное количество инструмента, компоновок и приборов для проведения работ любой сложности и направления. Численность компании обладает большим штатом, высококвалифицированными специалистами, знающими свое дело.

Наша компания стремится к постоянному наращиванию колтюбинговых мощностей и расширению спектра оказываемых услуг с ГНКТ; к развитию и воплощению новых идей. ☺



VII Международная (XV Всероссийская) научно-практическая конференция «Нефтепромысловая химия»

В РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина 19 ноября 2020 года прошла VII Международная (XV Всероссийская) научно-практическая конференция «Нефтепромысловая химия», ставшая уже традиционной встречей, которая ежегодно собирает приверженцев нефтепромысловой химии в начале лета. Однако в этот раз ввиду охватившей планету пандемии конференция была перенесена на осень в надежде, что коварный вирус отступит, однако вторая волна заболеваемости предопределила выбор онлайн-формата для проведения мероприятия.



К участникам конференции с приветственным словом обратился д. т. н., профессор М.А. Силин, заведующий кафедрой технологии химических веществ для нефтяной и газовой промышленности РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина. Он, в частности, сказал: «Я очень рад в пятнадцатый раз открыть нашу традиционную конференцию, которая уже стала для многих знаковой. Каждый год мы собираемся, общаемся, получаем удовольствие от этого интеллектуального процесса. Впервые мы, к сожалению, встречаемся дистанционно. Но в этом тоже есть, наверное, свои плюсы. Нам ничто не мешает выслушать доклады, задать вопросы, подискутировать. Я надеюсь, что результатом нашей конференции, как всегда, будет решение, составленное на основе ваших предложений. Это решение мы направим в Минэнерго, Минэко и Минприроды. Хочу поделиться радостью, что наш университет в составе консорциума Сколтеха, Казанского национального исследовательского технологического университета и Уфимского государственного нефтяного технического университета выиграл с самым высоким результатом грант на создание и развитие научного центра мирового уровня «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты» по приоритету научно-технологического развития «Экологически чистая ресурсосберегающая энергетика,

эффективное региональное использование недр и биоресурсов», и Губкинский университет заявился именно как отделение этого центра по промышленной химии. Это, надеюсь, разбудит еще больший интерес всех заинтересованных сторон к нашей области исследований. Я желаю всем в первую очередь здоровья – это самый актуальный вопрос сегодня. Я желаю успешной работы конференции и всем нам – получить удовольствие от этого интеллектуального марафона».

Проблематика конференции была сфокусирована на таких темах, как:

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

В мероприятии приняли участие 65 человек, представляющих 25 учебных, научных и производственных объединений и организаций, нефтегазовых компаний.

Программа конференции включала 17 докладов, озвученных как маститыми учеными, так и аспирантами ведущих нефтегазовых вузов и академических институтов.

С двумя докладами «Промысловый опыт применения силиката кальция для ограничения водопритока в неоднородных коллекторах» и «Экспериментальные исследования по обоснованию органо-гибридных составов для проведения ремонтно-изоляционных работ» выступила профессор кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газонефтяных месторождений» Уфимского государственного нефтяного технического университета Л.Е. Ленченкова.

О разработке программно-аппаратных средств для томографических исследований рассказал заместитель директора по развитию Томского политехнического университета А.С. Гоголев.

Доклад «Разработка комплексных реагентов для ингибирования гидратообразования и коррозии на основе полиуретанов» был представлен М.А. Варфоломеевым, заведующим кафедрой РЭМТУ (разработки и эксплуатации месторождений трудноизвлекаемых углеводородов) Казанского (Приволжского) федерального университета.

«Коллоидно-химические исследования при разработке кислотных составов» – так назывался доклад Л.Ф. Давлетшиной, к. т. н., доцента кафедры технологии химических веществ для нефтяной и газовой промышленности РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, в. н. с. НОЦ «Промысловая химия».

Промысловым опытом применения технологии комплексного воздействия на призабойную зону неоднородного карбонатного коллектора поделился доцент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газонефтяных месторождений» Уфимского государственного нефтяного технического университета Р.Н. Якубов.

О защите нефтепромыслового оборудования реагентами производства ООО «ФЛЭК» доложила заместитель главного технолога одноименного предприятия А.В. Денисова.

Доклад «Буровой раствор для строительства скважин в условиях аномально высоких пластовых давлений и повышенных температур» был представлен главным специалистом

ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» В.В. Ваулиным. А инженер-химик 1-й категории филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени А.В. Кладова рассказала об идентификации проб отложений, образующихся в скважинном оборудовании.

Инженер 2-й категории ООО «Уфимский Научно-технический Центр» Р.Р. Асадуллин выступил с докладом «Физическое моделирование процесса газоизоляции эмульсионными, пено-полимерными и органо-гибридными составами при разработке нефтяных месторождений».

Отрадно, что значительную часть программы конференции составили доклады аспирантов.

Аспирант Казанского национального исследовательского технологического университета Е.В. Харитонов рассказал об использовании модельной установки для исследования действия полимерных присадок на трубопроводах, а аспирант того же вуза Р.Р. Закиева выступила с докладом «Акватермолиз сверхвязкой нефти Ашальчинского месторождения в условиях суб- и сверхкритического водного флюида».

О получении 2-алкилимидазолина и исследовании его свойств от углекислотной коррозии доложила аспирант Уфимского института химии РАН С.Л. Вильфович. Структурно-групповой и распределительный анализ пород нетрадиционных коллекторов методом ИК-Фурье-микроскопии представила Н.Г. Таныкова, аспирант БУ ВО «Сургутский государственный университет».

В последние годы значительно активизировались научно-исследовательские работы, направленные на получение различных химических реагентов и исследование механизма их действия, и все более широкое использование отечественных химических реагентов в нефтегазовой отрасли.

Авторами трех докладов стали аспиранты РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина. Д.В. Нуриев рассказал об исследовании бесхлорных кислотных составов для интенсификации притока из карбонатных коллекторов. А.Н. Сиротин выступил с докладом «Изучение растворяющей способности кислотных систем на основе плавиковой кислоты и фторида аммония относительно кварцевой составляющей породы терригенного

коллектора». П.К. Крисанова озвучила доклад «Структурообразующий реагент для бесполимерных жидкостей разрыва на основе вязкоупругих поверхностно-активных веществ».

По результатам голосования лучшим докладом конференции был признан доклад заместителя директора по развитию Томского политехнического университета Алексея Гоголева на тему «Разработка программно-аппаратных средств для томографических исследований». Победитель конкурса в награду получил статуэтку «Умная сова» – символ конференции – и книгу С. А. Демахина и А. Г. Демахина «Химические методы ограничения водопритока в нефтяной скважине» (Москва: Недра, 2011).

Лучшим выступлением аспиранта в 2020 году стал доклад «Структурообразующий реагент для бесполимерных жидкостей разрыва на основе вязкоупругих поверхностно-активных веществ» Полины Крисановой, представлявшей РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина. Полина была награждена статуэткой «Умная сова» и книгой Д.Г. Антониади и А.М. Гапоненко «Современные технологии интенсификации добычи высоковязкой нефти и оценка эффективности их применения» (Москва: Инфра-Инженерия, 2019).

Особое внимание на конференции было уделено технологиям проведения ремонтно-изоляционных работ, интенсификации и технологиям по борьбе с осложнениями при добыче нефти.

Участники конференции отметили, что в последние годы значительно активизировались научно-исследовательские работы, направленные на получение различных химических реагентов и исследование механизма их действия, о чем свидетельствует, в частности, как 72 статьи и тезиса докладов, представленные на конференции, так и все более широкое использование отечественных химических реагентов в нефтегазовой отрасли.

Решение конференции зачитала д. т. н., профессор кафедры технологии химических веществ для нефтяной и газовой промышленности РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, директор НОЦ «Промысловая химия» Л.А. Магадова: «Отметив актуальность

и своевременность проведения подобных конференций и хорошую организацию работы, провести VIII Международную (XVI Всероссийскую) научно-практическую конференцию «Нефтепромысловая химия» в июне 2021 года. Продолжить сотрудничество в области разработки, исследования, практического использования химических реагентов, обращая особое внимание на создание многофункциональных, экологически

Продолжить сотрудничество в области разработки, исследования, практического использования химических реагентов, обращая особое внимание на создание многофункциональных, экологически более чистых, экономически и технологически выгодных реагентов.

более чистых, экономически и технологически выгодных реагентов. Шире привлекать к работе конференции студентов, работников нефтяных компаний, сервисных предприятий по нефтепромысловой химии. Выполняемые по решениям конференции работы размещать для всеобщего ознакомления на

портале РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина».

Секретарями оргкомитета конференции являлись: профессор кафедры органической химии и химии нефти, д. х. н. Людмила Иванова, доцент кафедры технологии химических веществ для нефтяной и газовой промышленности, к. т. н. Люция Давлетшина, аспиранты кафедры технологии химических веществ для нефтяной и газовой промышленности Полина Крисанова, Сергей Бородин, Светлана Аксенова и Влада Соколова.

Научно-практический журнал «Время колтубинга. Время ГРП» выступил в качестве генерального информационного партнера конференции.

Онлайн-формат позволил провести полноценную конференцию с широкой научной дискуссией. В заключение многие участники выразили благодарность организаторам и докладчикам в конференционном чате. Наиболее полное впечатление о мероприятии отражает, на наш взгляд, мнение К.А. Потешкиной, к. т. н., старшего преподавателя кафедры технологии химических веществ для нефтяной и газовой промышленности РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина: «Хотя есть потерянные эмоции личного общения, но наука промысловой химии не стоит на месте». ©

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.



Отдельные тезисы докладов VII Международной (XV Всероссийской) научно- практической конференции «Нефтепромысловая химия»

Генеральный информационный партнер конференции – научно-практический журнал «Время колтюбинга. Время ГРП»

ВОДОНЕФТЕРАСТВОРИМЫЕ ТРАССЕРЫ ДЛЯ КОНТРОЛЯ РАБОТЫ ЗОН ПЛАСТА, ВСКРЫТЫХ ТРЕЩИНОЙ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА

О.О. Баженова, Л.А. Магадова

В настоящее время нефтегазодобывающая отрасль направлена на разработку старых месторождений, которая требует применения новых технологий, а также на разработку новых месторождений, запасы которых относятся к трудноизвлекаемым.

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) – метод, предназначенный для повышения работоспособности призабойной зоны пласта (ПЗП), а также коллектора в целом за счет создания искусственных трещин и расширения естественных. ГРП является одним из наиболее эффективных средств повышения дебитов скважины, так как не только интенсифицирует выработку запасов, но и способен расширять зону дренирования при определенных условиях.

Для оценки эффективности работы различных зон пласта после проведения гидравлического разрыва пласта (ГРП) и для повышения выработки запасов необходимо детально изучать геологическое строение неоднородного низкопроницаемого коллектора, его емкостные и фильтрационные свойства, что позволяет находить участки пласта, которые не охвачены вытеснением нефти, и предупреждать образование зон обводнения [1–3].

Индикаторный (трассерный) метод (ТИ) – метод изучения фильтрационных потоков с помощью меченых жидкостей, ставший наиболее применимым для получения информации о неоднородности межскважинного пространства.

Сегодня актуальной задачей является разработка индикаторов, способных контролировать различные зоны пласта после проведения некоторых методов увеличения

нефтеотдачи (МУН) и интенсификации добычи нефти (ИДН), например, ГРП.

Современным тенденциям присуще применение в качестве трассеров органических соединений, обладающих высокой устойчивостью в термобарических условиях продуктивного пласта, которые в условиях двухфазной фильтрации перераспределяются между водной и органическими фазами [4].

Нам известно [1, 5], что жидкости ГРП на водной основе, обладают рядом преимуществ по сравнению с другими: экономическая эффективность применения, легкость в приготовлении и применении, высокая термостабильность, высокие технологические характеристики и экологичность применения.

В данные жидкости ГРП можно внедрять предлагаемые нами трассеры – соли органических ортофосфорных эфиров, в качестве радикалов могут выступать арильные или алкильные заместители C7-C12, водород, триэтанолламин (ТЭА), моно-диолеаты ТЭА (моно-ОТЭА, ди-ОТЭА).

Вероятно, на основе проведенных исследований [6, 7] данный трассер представляет собой пленочные ПАВ, которые адсорбируются на породе, проппанте и других поверхностях и медленно десорбируются за счет отмыва пластовым флюидом, накапливаясь в его углеводородной части, тем самым будет обеспечиваться длительность мониторинга и качественное определение эффективности проведения МГРП и профиль притока на определенной стадии МГРП.

За счет сродства с породой данный ПАВ будет являться гидрофобизатором, следовательно, способствовать лучшему вытеснению нефти из неоднородного, низкопроницаемого продуктивного пласта.

При попадании данных соединений в пластовые условия будет протекать реакция гидролиза, в результате которой будет происходить образование спиртов,

т. е. водорастворимых неразделяющихся индикаторов (ВНИ). Значит, органические фосфаты будут являться нефтерастворимыми разделяющимися индикаторами (НРИ).

Меняя заместители, имеется возможность создать множество соединений, которые могут быть закачаны в различные зоны МГРП. Следовательно, анализируя отобранные пробы, можно будет контролировать большое количество вскрытых зон пласта, оценивать эффективность проведения МГРП или других методов ИДН и МУН, оценивать профиль притока и определять нефтенасыщенность.

В настоящее время количественная идентификация и интерпретация полученных данных в ходе ТИ представляет наибольшую сложность в силу многокомпонентного состава целевого флюида.

Идентификация предложенного нами трассера может осуществляться с помощью хроматографического метода анализа, а также ИК-спектроскопии, интерпретация полученных данных не затруднена. Методы анализа являются экспрессными, достоверными, а также не требуют больших экономических вложений в аппаратуру.

Данные соединения дадут возможность одновременного исследования нескольких стадий МГРП и оценки профиля притока, а также оценки эффективности проведения ГРП, что сейчас является актуальными задачами для нефтедобывающей отрасли.

ЛИТЕРАТУРА

1. Гидравлический разрыв пласта и методики исследования технологических жидкостей разрыва: учебно-методическое пособие/ К.В. Стрижнев, М.А. Силин, В.А. Цыганков и др. – М.: Издательский центр РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина – 2019. – 124 с.
2. Магадова Л.А., Силин М.А., Глуценко В.Н. Нефтепромысловая химия. Технологические аспекты и материалы для гидроразрыва пласта. – М.: Издательский центр РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина – 2012. – 423 с.
3. Мурадов А.В., Абдуллин Р.А. Новые решения в технологии гидроразрыва за рубежом//Нефть, газ и бизнес. – 2009. – № 5. – С. 32–39.
4. Келлер Ю.А., Усков А.А., Курбак М.Г. Об аспектах использования технологии SWCTT для оценки эффективности МУН на карбонатном коллекторе// Интегрированное научное сопровождение нефтегазовых активов: опыт, инновации, перспектива. Международная научно-практическая конференция. Пермь. – 2019. – С. 126–131.
5. Промысловая химия/М.А. Силин, Л.А. Магадова, Л.И. Толстых, Л.Ф. Давлетшина и др. – М.: Издательский центр РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина – 2016. – 352 с.
6. Исследование углеводородных гелей на основе железных солей органических ортофосфорных эфиров, применяемых в технологии направленной кислотной обработки карбонатного пласта/Л.А. Магадова, М.А. Силин, В.Р. Магадов, В.С. Дьяченко и др.//Территория

НЕФТЕГАЗ. – 2011. – № 6. – С. 34–37.

7. Магадова Л.А. Разработка жидкостей разрыва на водной и углеводородной основах и технологий их применения для совершенствования процесса гидравлического разрыва пласта: дисс. на соиск. ученой степ. д-ра техн. наук: 02.00.11: утв. 23.10.07. – М. – 2007. – 375 с.

РАЗРАБОТКА СОСТАВА ЖИДКОСТИ ДЛЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МИНЕРАЛИЗОВАННЫХ ВОД

А.В. Зубченко, Л.А. Магадова

Одним из основных методов интенсификации притока нефти является операция гидравлического разрыва пласта (ГРП). Гидроразрыв пласта – гидромеханический метод воздействия на продуктивный пласт, во время которого порода разрывается по плоскостям минимальных напряжений горного давления, за счет давления, создаваемого закачкой жидкости разрыва.

Гидроразрыв пласта является высокоэффективным и высокотехнологичным процессом. Его успех зависит от большого количества факторов, одним из которых является качество применяемой жидкости ГРП. От правильного выбора жидкости зависят конечная длина закрепления трещины, ее проводимость, а также стоимость проведения операции. Около 98% применяемых жидкостей гидроразрыва приходится на водные полисахаридные гели. Главным преимуществом таких гелей является их высокое качество, экологичность и пожаробезопасность [1, 2].

На свойства полисахаридных гелей существенно влияет ионный состав используемой воды. Для создания полисахаридных гелей может быть применена пресная или минерализованная вода.

Для проведения процесса ГРП на одной вертикальной скважине необходимо около 300 м³, однако для проведения многостадийного ГРП необходимость воды возрастает до 30 000 м³, что оказывает существенную логистическую нагрузку и, как следствие, увеличивает стоимость проведения операции ГРП [3].

При использовании воды с содержанием многовалентных катионов необходимо определить возможность применения ее для гелирования. Применение пластовой воды значительно ухудшает структуру полученного геля и качество сшивки, в результате негативного влияния многовалентных катионов, представленных в основном ионами Ca²⁺ и Mg²⁺.

Количество катионов (Ca²⁺ и Mg²⁺) в воде определяет возможность гелирования с получением термостабильного геля хорошего качества. Содержание катионов (Ca²⁺ и Mg²⁺) в

применяемых составах не должно превышать 500 мг/л, это объясняется тем, что нейтрализующее воздействие катионов вещество – регулятор деструкции способен перевести в устойчивые комплексы лишь часть многовалентных ионов.

При закачивании пресных поверхностных вод за счет набухания глинистых частиц проницаемость пласта уменьшается в несколько раз. К тому же в пресной воде содержится большое количество растворенного кислорода, а, следовательно, и микроорганизмов, жизнедеятельность которых приводит к деструкции полимерных систем. Поэтому для исключения их воздействия необходимо вводить бактерициды, что также удорожает процесс.

Преимуществом использования минерализованной воды является снижение логистической нагрузки путем применения подтоварных вод, которые находятся в избытке и в относительно легкой доступности. Вместе с этим не происходит набухания глинистых частиц пласта, т. е. проницаемость пласта сохраняется [4–6].

Таким образом, на сегодняшний день актуальной задачей является разработка состава жидкости ГРП на основе минерализованной воды.

В дальнейших исследованиях будет исследована гидратация полисахарида в минерализованной воде, изучено влияние катионов Ca^{+2} и Mg^{+2} на сшивку полимера, а также подобран метод нейтрализации негативного влияния данных катионов на физико-химические и технологические свойства жидкости для ГРП.

ЛИТЕРАТУРА

1. Гидравлический разрыв пласта и методики исследования технологических жидкостей разрыва: учебно-методическое пособие/ К.В. Стрижнев, М.А. Силин, В.А. Цыганков и др. – М.: Издательский центр РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина – 2019. – 124 с.
2. Магадова Л.А. Совершенствование технологии гидравлического разрыва пласта на основе разработки рецептур термостабильных гелеобразующих жидкостей разрыва для низкопроницаемых терригенных коллекторов Западной Сибири: дис. канд. техн. наук. – 1999.
3. Проведение эффективного гидроразрыва пласта с использованием пластовой воды в Западной Сибири/А. Федоров К. Муллен, Б. Кочмар, Б. Лунгвитц, М. Дессингер//Society of Petroleum Engineers. – 2010. – SPE-131729-RU.
4. Изучение взаимного влияния минерализации воды и содержания ионов бора в воде на качество получаемого геля для гидравлического разрыва пласта: М.А. Силин, Л.А. Магадова, Л.Ф. Давлетшина, Л.А. Федорова, О.Ю. Ефанова// Технологии нефти и газа. – 2012. – № 1. – С. 35–39.
5. Анализ содержания бора в пластовых водах с целью оценки возможности применения этих вод для приготовления жидкости гидроразрыва пласта/М.А. Силин, Л.А. Магадова, Л.А. Федорова// Нефтепромышленное дело. – 2010. – № 8. – С. 17–19.

6. Келланд М.А. Промысловая химия в нефтегазовой отрасли: пер. с англ. яз. 2-го изд.; под ред. Л.А. Магадовой. – СПб.: ЦОП «Профессия», 2015. – 606 с.
7. Магадова, Л.А. Методики испытаний гелеобразных жидкостей для ГРП на водной и углеводородной основах: учебное пособие. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2009. – 63 с.

ПЕННЫЙ ГРП – ЗАЛОГ БУДУЩЕЙ ДОБЫЧИ

М.С. Подзорова, А.А. Круглова

Эпоха легкоизвлекаемой нефти заканчивается, и доля вовлекаемых трудноизвлекаемых запасов в России постоянно растет. Одним из разрабатываемых нетрадиционных запасов является доманиковая свита, содержащая 11 нефтяных месторождений с объемом извлекаемых запасов нефти от 3 до 6 млрд т [2]. Доманик представляет собой толщу, состоящую из битуминозно-кремнисто-карбонатных пород с примесью глинистого материала от 5 до 25%, не содержащих воду, с проницаемостью 0,1–2 мД. Тип коллектора: трещинно-поровый, порово-каверновый, трещинно-каверно-поровый. Для промышленной добычи углеводородов из этих пластов требуется применение технологии горизонтального бурения и многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП) для создания искусственного коллектора. Присутствие высокого содержания глины в составе доманиковой свиты, а также отсутствие системы заводнения предполагает использование безводной жидкости разрыва (на углеводородной основе, высококачественные пены и сжиженный природный газ) для уменьшения повреждения пласта, вызванного высоким капиллярным давлением и снижением проницаемости, как последствия набухания глины.

Наиболее перспективной в этом случае является пенная жидкость разрыва на основе CO_2 , т. к. рядом с месторождениями расположена природная залежь CO_2 , из которой легко можно доставить газ для данной операции. Это также уменьшит количество необходимой пресной воды и затраты на ее обработку.

Структура пены обладает способностью обеспечивать повышенную эффективную вязкость без кольматации пористой среды и без ухудшения коллекторских свойств, т. к. не образуется фильтрационная корка. Пенная жидкость разрыва имеет высокую эффективность благодаря сниженным коэффициентам фильтрационных утечек, высокой вязкости внутри трещин ГРП и незначительным скоростям осаждения расклинивающего материала.

В [1] описаны применения пенного гидроразрыва пласта (ГРП) для добычи углеводородов на месторождениях Западной Сибири и за рубежом. Опыт показал

положительные результаты, поэтому можно сделать вывод, что с течением времени подобные операции будут проводиться в России на постоянной основе для большего числа месторождений нефти и газа.

Пенные ГРП могут оказаться решением проблем, так как ГРП становится наиболее популярным методом интенсификации добычи в России. Пенные ГРП снижают коагуляцию проппантной трещины и улучшают остаточную проводимость трещин ГРП, что ведет к увеличению продуктивности скважины. Однако перед промышленным применением необходимо провести ряд лабораторных испытаний, которые сейчас невозможны из-за отсутствия в России необходимого оборудования.

ЛИТЕРАТУРА

1. Усольцев Д. Пенный ГРП: Новый уровень технологий стимуляции пластов в Западной Сибири/Д. Усольцев, И. Фомин, К.К. Бутула, К. Мален, А. Гайфуллин, А. Ившин, Д. Сенченко, И. Файзуллин//SPE-115558-RU. – 2008. – 13 с.
2. Доманиковые слои (Доманик, доманикиты, доманиконоиды) URL: <https://neftegaz.ru/mestorozhdeniya/domanikovyie-sloi-domanik-domanikoidy/> (дата обращения 20.02.2020).

РАЗРАБОТКА ХИМИЧЕСКИХ СОСТАВОВ НА ОСНОВЕ ПОЛИОКСИХЛОРИДА АЛЮМИНИЯ И КАРБАМИДА В КАЧЕСТВЕ ОТКЛОНИТЕЛЕЙ ДЛЯ МНОГОСТАДИЙНЫХ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ РАЗРЫВОВ ПЛАСТА

Л.А. Магадова, Д.Н. Малкин, И.А. Уколов

Аннотация

В работе представлены результаты подбора качественного и количественного соотношения компонентов для создания устойчивого отклоняющего экрана на основе полиоксихлорида алюминия и карбамида для разобщения портов многостадийного гидравлического разрыва пласта. Экспериментально показана возможность применения технологии с использованием исследуемого химического агента при проведении многостадийного гидравлического разрыва пласта как альтернатива существующим механическим методам разобщения портов. Проведены лабораторные изыскания по исследованию термостабильности и фильтрационные опыты для оценки практического применения данного отклонителя. Предложен способ разрушения отклоняющих экранов под действием кислотных растворов, а также самопроизвольная деструкция с течением времени.

По данным Министерства энергетики Российской Федерации, на территории РФ в настоящее время более 65% запасов нефти приурочены к трудноизвлекаемым запасам. Для успешной разработки таких запасов необходимо использовать технологии горизонтального бурения с последующим многостадийным гидравлическим разрывом пласта (МГРП) [1].

При проведении МГРП требуется изолировать уже инициированные трещины для проведения следующих стадий гидроразрыва. В промышленной практике существует несколько технологий изоляции трещин МГРП. В работе рассматривается технология с использованием химических реагентов с заданным периодом гелеобразования для временного разобщения портов. В качестве объекта исследования была предложена композиция на основе полиоксихлорида алюминия и карбамида с добавлением различных модифицирующих добавок. Для химических отклонителей возможно регулировать следующие параметры: время гелеобразования (при известной забойной температуре), время самопроизвольной деструкции. Показана возможность разрушения блокирующего состава воздействием растворов кислот с низкой концентрацией (рис. 1).



Рисунок 1 – Консистенция отклонителя до и после разрушения кислотой [2]

Описание технологии применения: производится закачка химического отклонителя непосредственно к проппантной пачке, затем происходит закрепление и гелирование состава у заданного порта МГРП, далее возможно проведение следующей стадии разрыва (рис. 2).

Был подобран и протестирован [3] опытный состав композиции полиоксихлорида алюминия и карбамида с добавлением модификаторов: ацетата натрия, уротропина, хлорида аммония, ксантана (рис. 3).

Химический метод разобщения портов МГРП зарекомендовал себя как перспективный, однако требуется доработка технологии с проведением опытно-промышленных испытаний химических составов, подбор компонентного состава для конкретного объекта и детальный технико-

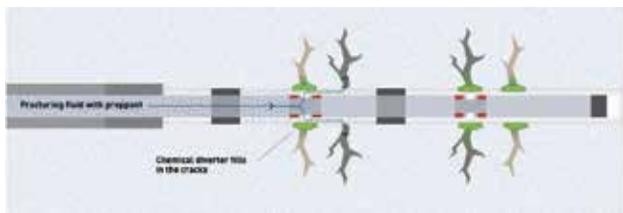


Рисунок 2 – Технология проведения ГРП с химическим отклонителем

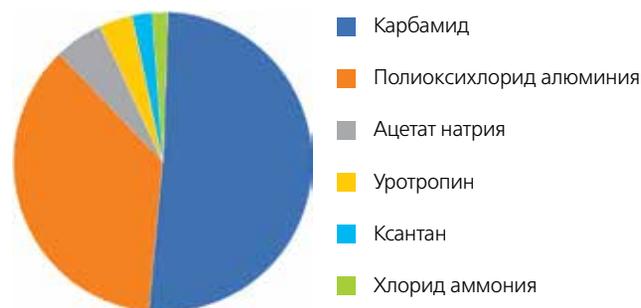


Рисунок 3 – Соотношение компонентов в итоговой композиции

экономический анализ для потенциального тиражирования технологии.

ЛИТЕРАТУРА

1. Л.А. Магадова, М.А. Силин, В.Н. Глушенко. 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. Pat. 4683949 US, E21B 33/138. Conformance improvement in a subterranean hydrocarbon-bearing formation using a polymer gel/R.D. Sydansk, P. A. Argabright, Larkspur. 27.01.1986.
3. Стрижнев К.В., Силин М.А., Цыганков В.А., Малкин Д.Н., Магадова Л.А., Кунакова А.М. Гидравлический разрыв пласта и методики испытания технологических жидкостей разрыва. – М.: Издательский центр РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2019. – 119 с.

ОБЗОР ПОНИЗИТЕЛЕЙ ТРЕНИЯ ЖИДКОСТЕЙ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА

В.В. Шагалина, В.А. Цыганков

В последнее десятилетие произошла революция в добыче нефти и газа благодаря значительному развитию нефтеносных сланцевых коллекторов с использованием передовых технологий в горизонтальном бурении и многоступенчатом гидроразрыве пласта (ГРП).

С разработкой нетрадиционных скважин в качестве жидкости для гидроразрыва стала преобладать жидкость с понизителем трения – полимера на основе полиакриламида (ПАА). Было подсчитано [1], что более 30%

обработок пласта для интенсификации притока, проведенных в 2004 году, были работами на скользкой воде (slikwater). В 2017 году их количество возросло до 80% в связи с гидроразрывом нетрадиционных коллекторов в Северной Америке.

Разрыв пласта на скользкой воде, отличающийся от разрыва пласта с использованием сшитых жидкостей, был впервые испробован в 1997 году [2]. Особенности этой технологии являются:

- состав жидкости разрыва, которая на 99,5% состоит из пресной воды и расклинивающего материала, остальные составляющие представлены понизителем трения, стабилизатором глин и другими добавками;
- закачка большого объема воды – до 2000 м³ на одну стадию ГРП, что выше среднеотраслевых в 6–20 раз;
- высокие скорости закачки, для горизонтальных скважин достигают 10–14 м³/мин и более, что выше среднеотраслевых в 4–6 раз.

Вышеупомянутые особенности позволяют создать связанную сеть искусственных и естественных трещин, что является основной задачей при проведении ГРП в низкопроницаемых пластах.

Вязкость скользкой воды незначительно отличается от обычной, транспортировка расклинивающего агента обеспечивается в большей степени за счет увеличения скорости закачки и турбулизацией потока, что связано со значительными потерями энергии на трение, преимущественно в насосно-компрессорных трубах, которые, однако, компенсируются гидравлической мощностью насосных агрегатов, перекачивающих эту воду. Но в любом случае такая компенсация увеличивает нагрузку на оборудование и приводит к повышенным затратам. Применение понизителя трения в slickwater приводит к значительному увеличению производительности операции и снижению эксплуатационных расходов до 30%.

Данная технология считается перспективной для применения в пластах со сверхнизкой проницаемостью, например, на баженовской свите, которая является аналогом сланцевых формаций в США [3]. Отложения баженовской свиты имеют стратегическое значение для России, запасы здесь могут составлять до 120 млрд тонн нефти, это примерно в пять раз больше, чем на месторождении Баккен в США, с которого и началась американская сланцевая революция [4].

В России данная технология только начинает свое развитие и быстро набирает масштаб.

Для достижения эффекта снижения трения добавка длинноцепочечных полиакриламидов к воде осуществляется в количестве от 0,5 до 2 кг/м³. Наиболее распространенными являются сополимеры акриламида, ПАА,

акриламидо-метилпропансульфоната, полиакриловая кислота, а также гидролизированный полиакриламид [2].

Товарные формы представленных реагентов представляют собой порошок либо в виде дисперсии твердого вещества в минеральном масле, что позволяет реагенту легко диспергироваться и быстро гидратироваться в воде [5]. Такие реагенты довольно чувствительны к катионам двухвалентных металлов, поэтому их следует применять с осторожностью при замешивании в жесткой воде.

Частично гидролизированный ПАА является наиболее распространенным из доступных понизителей трения [5]. Его получают путем взаимодействия акрилата натрия с акриламидом, так что примерно 30% акриламидных групп находятся в гидролизованной форме. Это улучшает растворимость в воде по сравнению с чистым ПАА и делает полимер менее чувствительным к двухвалентным катионам, как в случае полиакриловой кислоты.

Использование мономера 2-акриламидо-2-метилпропансульфоновой кислоты дает значительное снижение трения при использовании в минерализованной воде. Также реагент стабилен в широком диапазоне pH [6].

Химический состав воды, используемой при гидроразрыве пласта на slickwater, и ее соленость – это два основных фактора, которые учитываются при выборе снижающих трение реагентов [7].

Поскольку интерес к таким жидкостям постоянно нарастает, а условия применения реагентов становятся более жесткими, встает вопрос подбора новых реагентов улучшенного действия. В каких-то случаях это позволит повысить экономический эффект операций гидроразрыва, в каких-то позволит перейти в зону рентабельной разработки месторождения. Кроме того, данная технология позволит проводить ГРП в пластах с высоким пластовым давлением, в которых часто достичь разрыва бывает очень непросто.

ЛИТЕРАТУРА

1. Can Friction Reducers Transport Sand During Fracturing Treatment?/Lingjuan Shen, Leonid Vigderman, David Heller, Diankui Fu // URTEC-2873723-MS. – 2018. – 11 p.
2. A Novel Nondamaging Friction Reducer: Development and Successful Slickwater Frac Applications/H. Sun, R.F. Stevens, J.L. Cutler, B. Wood, R.S. Wheeler, Q. Qu//SPE-136807-MS. – 2010. – 10 p.
3. Изучение трудноизвлекаемых и нетрадиционных объектов согласно принципу «Фабрика коллектора в пласте»/А.Д. Алексеев, В.В. Жуков, К.В. Стрижнев, С.А. Черевко//Записки Горного института. – 2017. – № 228. – С. 695–704.
4. Шмелев П., ТРИЗ как объективная реальность// Сибирская нефть. № 149. – 2018.
5. Montgomery, C. Fracturing Fluid Components. Effective and Sustainable Hydraulic Fracturing//NSI Technologies.– 2013. – 21 p.

6. Fast-Inverting, Brine and Additive-tolerant Friction Reducer for Well Stimulation/Andrei S. Zelenev, Gydeon A. Gilzow, Phillip B. Kaufman//SPE 121719. – 2009. – 11 p.
7. Mohammed Ba Geri, A Critical Review of Using High Viscosity Friction Reducers as Fracturing Fluids for Hydraulic Fracturing Applications/Mohammed Ba Geri, Abdulmohsin Imqam, Ralph Flori//SPE-195191-MS. – 2019. – 16 p.

ОБЗОР МЕТОДОВ ПРОВЕДЕНИЯ КИСЛОТНОГО ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА

Ю.А. Ткач, В.А. Цыганков

В течение разработки месторождения дебит добывающих скважин снижается из-за различных факторов: снижения пластового давления, качества добываемого флюида, изменения фильтрационно-емкостных свойств призабойной зоны скважины (ПЗС).

При разработке карбонатных коллекторов технология кислотного гидравлического разрыва пласта (КГРП) является одной из наиболее надежных технологий, которая позволит увеличить дебит добывающих скважин из карбонатных коллекторов в несколько раз.

В настоящее время на карбонатные коллекторы приходится более 40% мировых запасов нефти и около 60% мировой добычи нефти [1].

Проблема изучения карбонатных отложений приобретает все большее значение в связи с открытием новых «сложных» на различных глубинах крупных месторождений нефти и газа. Большой интерес представляют карбонаты доманикового комплекса, залегающие на глубинах 3000–4000 м.

Операция КГРП является одной из самых высокотратных операций в нефтедобыче. В среднем с учетом практики работ в России зарубежных фирм один процесс обходится примерно в 7 млн руб. Поэтому к КГРП предъявляются жесткие технологические и экономические требования. Как минимум обеспечение увеличения продуктивности скважин в 2–3 раза, с успешностью не менее 85–90% и с продолжительностью эффекта не менее 2–3 лет [1].

Существуют технологии проведения КГРП как с проппантом, так и без него. При этом проппантно-кислотный гидравлический разрыв пласта вызывает большое количество вопросов из-за целесообразности применения проппанта на мягких карбонатных породах. Рассмотрим каждую из технологий отдельно.

Технология стандартного КГРП заключается в последовательной чередующейся закачке высоковязкой жидкости разрыва и кислоты. Она сочетает в себе преимущества кислотной обработки и гидроразрыва пласта. Высоковязкая жидкость (жидкость разрыва), с одной стороны,

образует магистральную трещину, а с другой, заполняет каверны и естественные трещины с высокой проницаемостью, не позволяя попадать в них кислоте, поступающей следом. Закачиваемый раствор кислоты растворяет породу вдоль направления трещины преимущественно в низкопроницаемых нефтенасыщенных прослоях, так как высокопроницаемые заполнены гелем. Закачка следующих пачек жидкости разрыва и раствора кислоты еще больше увеличивает протяженность трещины и, таким образом, поверхность фильтрации. Тем самым создаются условия для приобщения ранее неработающих пропластков и повышения производительности скважин [2]. Существуют разновидности стандартной технологии, при которых после кислоты может производиться закачка кислотного геля для повышения области охвата, а затем нефтекислотная эмульсия или пенокислота для увеличения длины трещины [3].

Технология КГРП с проппантом может быть реализована по одной из следующих схем:

- закачка линейного кислотного геля во время буферной стадии с последующей закачкой того же геля, но уже с проппантом на последующих стадиях;
- закачка сшитого кислотного геля с проппантом по аналогии с вышеприведенной схемой;
- закачка буферной жидкости и последующее чередование вязкой жидкости разрыва на водной основе с проппантом и кислоты.

Технология закачки линейного геля на основе кислоты с проппантом имеет как неоспоримые преимущества, так и ряд существенных недостатков. Она более выигрышна в случае ее применения в коллекторах с близко залегающими газо- или водосодержащими пропластками, чем технология со сшитым гелем.

Технология же закачки сшитого кислотного геля с проппантом имеет ряд своих преимуществ над другими. Например, более точный прогноз геометрии трещины. Подобный подход применяется, в частности, ПАО «Роснефть» на месторождениях республики Башкортостан [4].

Третья технология из перечисленных выше по своей сути повторяет технологию стандартного КГРП, однако по сравнению со стандартной она осложнена применением проппанта и, как следствие, является более дорогостоящей [5].

Все представленные технологии КГРП с проппантом требуют точного подбора как кислотного раствора с модифицирующими добавками, так и проппанта, который должен быть стойким к агрессивным средам и обеспечивать надежное удерживание трещин в раскрытом состоянии в течение длительного времени.

В работе [6] проводилось сравнение эффекта, получаемого от технологий КГРП без проппанта

и проппантного КГРП. Сразу после проведения операций полученные значения по приросту дебита и пластового давления были примерно одинаковые. Однако спустя 9 месяцев на скважине, в которой был проведен классический КГРП, наличие трещины уже не диагностировалось, а другая трещина с размещенным в ней проппантом продолжала давать прогнозные дебиты спустя два года после проведения операции гидроразрыва.

В работе [7] также проводилось сравнение кислотного гидроразрыва пласта без использования проппанта и с использованием. Результаты свидетельствуют о том, что применение КГРП с проппантом целесообразно в карбонатных коллекторах, где не развиты трещины и каверны, что также говорит о хороших перспективах ее адресного применения в будущем.

Таким образом, можно сделать вывод о целесообразности применения проппантного КГРП на объектах с поровым типом коллекторов, сложенных плотными породами.

Следует отметить, что ряд работ [8, 9] демонстрирует пути увеличения эффективности рассматриваемой технологии проппантного КГРП за счет комплексного подхода к разработке месторождений при помощи горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта.

ЛИТЕРАТУРА

1. Хабибуллин А.Ф., Лысенков А.В. Перспективность кислотного гидравлического разрыва пласта на месторождениях Республики Башкортостан// Молодой ученый. – 2017. – № 22. – С. 217–221.
2. Яковлев А.Л., Березовский Д.А., Кусов Г.В. Техника и технология проведения кислотного гидравлического разрыва пласта//Геологические науки. – 2019. – С. 25–40.
3. Потапов Д.В. Применение кислотного ГРП в карбонатных коллекторах//Новая наука: современное состояние и пути развития. – 2016. – № 11. – С. 21–23.
4. Бильданов В.Ф., Мухаметшин М.Р., Гапонов М.А., Самойлов М.И. Проппантно-кислотный ГРП. Шаг вперед//ООО «Роснефть». – 2019.

СТРУКТУРООБРАЗУЮЩИЙ РЕАГЕНТ ДЛЯ БЕСПОЛИМЕРНЫХ ЖИДКОСТЕЙ РАЗРЫВА НА ОСНОВЕ ВЯЗКОУПРУГИХ ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ

Л.А. Магадова, Д.Н. Малкин, П.К. Крисанова,
С.А. Бородин

Как известно, большинство операций ГРП проводят с использованием полимерных жидкостей разрыва. Недостатком таких жидкостей является их многокомпонентный состав, что в свою очередь приводит к

усложнению и удорожанию операции. Помимо этого, возможно ухудшение фильтрационно-емкостных свойств коллектора за счет коагуляции порового пространства остатками неразрушенного геля [1].

Очевидна потребность в разработке бесполимерных жидкостей разрыва, например, систем на основе вязкоупругих поверхностно-активных веществ (ВУПАВ). Системы на основе ВУПАВ характеризуются высокими вязкостными и упругими свойствами, необходимыми для транспортировки пропанта, контроля давления в трещине и получения планируемой ее геометрии. Жидкости на основе ВУПАВ не требуют дополнительного ввода деструкторов, так как самопроизвольно разрушаются при контакте с углеводородной фазой [2].

Однако для поддержания вышеуказанных свойств на высоком уровне требуется большая концентрация ВУПАВ, что приводит к удорожанию процесса ГРП. На данный момент актуальной задачей является поиск оптимального способа модернизации жидкостей разрыва на основе ВУПАВ.

В НОЦ «Промысловая химия» был разработан реагент-структурообразователь на основе солей металлов различной валентности, который позволяет получать вязкоупругую систему при меньших концентрациях поверхностно-активного вещества (ПАВ). В качестве исследуемого образца использовался НЕФТЕНОЛ ВУПАВ, представляющий собой цвиттер-ионное ПАВ.

В работе были проведены реологические исследования систем на основе НЕФТЕНОЛА ВУПАВ и разработанного структурообразователя с различной загрузкой компонентов. Полученные зависимости характеризуются ростом эффективной вязкости композиций при введении структурообразователя. При этом можно выделить оптимальный диапазон концентраций реагента, при котором вязкостные параметры будут иметь наибольшие значения (рис. 1).

На следующем этапе работы было исследовано влияние концентрации структурообразователя на упругие свойства системы с помощью осцилляционной реологии. Из полученных данных видно (рис. 2), что увеличение дозировки реагента-структурообразователя приводит к росту модуля упругости, что может говорить о формировании сложных вязкоупругих систем при взаимодействии молекул ПАВ и структурообразователя.

Экстремумы значений данных параметров прослеживаются при схожем диапазоне концентраций реагента-структурообразователя, как и в случае с эффективной вязкостью. Данный факт подтверждает правильность выбора

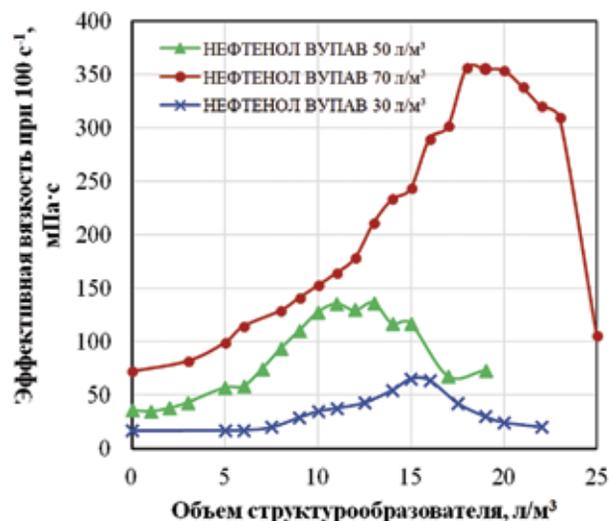


Рисунок 1 – Зависимость эффективной вязкости растворов НЕФТЕНОЛА ВУПАВ от концентрации реагента-структурообразователя

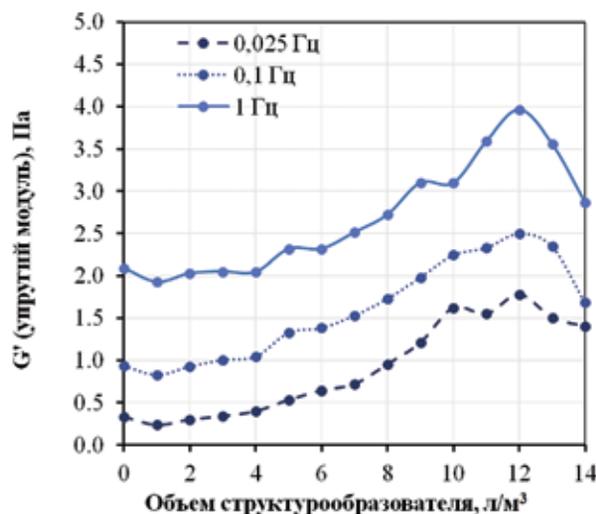


Рисунок 2 – Зависимость модуля упругости растворов НЕФТЕНОЛА ВУПАВ (50 л/м³) от концентрации реагента-структурообразователя

оптимального диапазона концентраций реагента-структурообразователя для создания вязкоупругих жидкостей разрыва с наилучшими структурными и реологическими показателями.

ЛИТЕРАТУРА

1. Стрижнев К.В., Силин М.А., Цыганков В.А., Малкин Д.Н., Магадова Л.А., Кунакова А.М. Гидравлический разрыв пласта и методики исследования технологических жидкостей разрыва: учебно-методическое пособие. – М.: Издательский центр РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2019. – 124 с.
2. Viscoelastic Surfactant Fracturing Fluids: Applications in Low Permeability Reservoirs/Mathew Samuel; Dan Polson, Don Graham; Walt Kordziel; Tim Waite; George Waters; Vinod, P.S; Dan Fu and Rich Downey, All SPE, – Schlumberger. SPE 60322.

ПРОППАНТЫ

Проппант (от англ. propping agent – «расклинивающий агент») – гранулообразный материал, который используется в нефтедобывающей промышленности для повышения эффективности отдачи скважин с применением технологии гидроразрыва пласта (ГРП). Расклинивание выполняется с целью поддержать проницаемость, созданную путем гидроразрыва. Проппант представляет собой гранулы сходного размера с типичным диаметром от 0,5 до 1,2 мм и служит для закрепления (предупреждения смыкания под действием горного

На современном рынке представлены следующие виды проппантов: керамический проппант, полимернопокрытый проппант, особо прочный проппант, легкий проппант.

давления) трещин, создаваемых в ходе ГРП.

Основные производители синтетических керамических проппантов расположены в США (Carbo Ceramics, Norton Alcoa) и Бразилии (Sintex). В России ведущими производителями проппантов, по данным «Инфомайн», являются Боровичский комбинат огнеупоров (Новгородская обл.), ФОРЭС (Свердловская обл.), «ВеллПроп» (Челябинская обл.).

Технологии ГРП на территории России начали активно применяться в 50-х годах XX века. В то время в качестве расклинивающего агента выступал чистый речной песок, удельный вес которого составляет приблизительно 2,65 г/см³. Подобный материал вполне эффективен для неглубоких скважин. Пески обычно использовались при гидроразрыве пластов, в которых напряжение сжатия не превышает 40 МПа. В США также применялся песок, но прошедший обработку на специальных предприятиях и называвшийся фрак-песком. В настоящее время песок в процессе ГРП не используется по причине его недостаточных характеристик в качестве расклинивающего агента и, как следствие, неспособствования достижению расчетных параметров добычи. На сегодняшний день 99% российского рынка занимают керамические и полимернопокрытые (осмоленные) проппанты, которые используются в пропорции 8% полимерный и 92% керамический от требуемого объема. Полимернопокрытый проппант (покрытие из

синтетических смол, способных к отверждению в пластовых водах) используется для закрепления основной пачки керамического проппанта (решения проблемы выноса).

На современном рынке представлены следующие виды проппантов: керамический проппант, полимернопокрытый проппант, особо прочный проппант, легкий проппант.

На глубоких скважинах, которых становится все больше, широкое применение находят особо прочные проппанты, для которых такой показатель, как сопротивление раздавливанию (crush test), является приоритетным. За счет высокой прочности проппанта время работы скважины увеличивается в десятки, а то и в сотни раз.

Среднепрочные керамические проппанты с удельным весом 2,7–3,3 г/см³ используются при напряжении сжатия до 69 МПа. Сверхпрочные проппанты используются при напряжении сжатия до 100 МПа, удельный вес этих материалов составляет 3,2–3,8 г/см³, но использование сверхпрочных проппантов ограничивается их высокой

стоимостью. Ежегодное мировое потребление проппантов по состоянию на 2006 год оценивалось в 2,2–2,4 миллиона тонн. Наибольшую долю, около 2 млн тонн, составляли кварцевые пески стоимостью около 70 долларов США за тонну. Покрытый полимерами песок составлял около 180 тысяч тонн стоимостью около 350 долларов за тонну. Несмотря на высокую стоимость, составляющую 650–750 долларов за тонну, керамические искусственные проппанты ежегодно в мире производятся в объеме 200 тысяч тонн.

В Российской Федерации объемы потребления проппанта составляли:

- 2011-й – 541 тыс. т.
- 2012-й – 617 тыс. т.
- 2013-й – 646 тыс. т.
- 2014-й – 762 тыс. т.
- 2015-й – 832 тыс. т.
- 2016-й – 1,032 тыс. т.



Проппанты – самый востребованный материал в нефтегазовой отрасли, спрос на который непрерывно растет. Это связано с интенсивным развитием технологий ГРП, в особенности многостадийных и большеобъемных ГРП, привлекаемых для разработки трудноизвлекаемых запасов углеводородов, добыча которых без применения гидроразрыва пласта не может вестись эффективно.



- 2017-й – 1,300 тыс. т.
- 2018-й – 1,350 тыс. т.

Можно ответственно заявить, что проппанты – самый востребованный материал в нефтегазовой отрасли, спрос на который непрерывно растет. Это связано с интенсивным развитием технологий ГРП, в особенности многостадийных и большеобъемных ГРП, привлекаемых для разработки трудноизвлекаемых запасов углеводородов, добыча которых без применения гидроразрыва пласта не может вестись эффективно. Сдерживающими факторами роста спроса на проппанты могут являться разве что количество и мощности флотов ГРП, стоящих на вооружении нефтегазосервисных компаний.

Большое значение для успешных результатов ГРП имеют такие характеристики проппанта, как его проницаемость и размеры фракции, но основным критерием при подборе расклинивающего агента для конкретных пластовых условий с целью обеспечения длительной проводимости трещины на глубине залегания пласта является прочность. В глубоких скважинах минимальное напряжение – горизонтальное, поэтому образуются преимущественно вертикальные трещины. С глубиной максимальное вертикальное напряжение возрастает. Поэтому по глубине проппанты имеют следующие области применения: кварцевые пески – до 2500 м; проппанты средней прочности – до 3500 м; проппанты высокой прочности – свыше 3500 м.

Расклинивающие агенты должны обладать определенными свойствами. Важны размеры и однородность гранул, прочность, термохимическая стабильность, а также стоимость проппанта, поскольку в процессе ГРП его использование

исчисляется тоннами. Наиболее адекватным набором соответствий обладают алюмосиликатные проппанты.

Выбор конкретного проппанта обычно определяется геологией пласта, учетом всех его параметров. Проппант всегда подбирают под определенную скважину. Чем выше проницаемость самого пласта, тем крупнее должен быть проппант. Проницаемость проппанта зависит от размера гранул: чем крупнее гранула, тем выше проницаемость. Испытания проппанта на сопротивление раздавливанию и анализ его гранулометрического состава проводят, как правило, в лабораторных условиях.

У некоторых нефтесервисных компаний есть собственные передвижные полевые лаборатории для проведения экспресс-анализа. Крупные операторы и нефтегазосервисные компании имеют собственные научно-исследовательские центры для проведения различных испытаний, в том числе для оценки проппантов на сопротивление раздавливанию и контроля насыпной плотности. Инженеры по ГРП стараются проверить каждую партию закупаемых проппантов, несмотря на наличие сертификатов качества от производителей. Экспертиза проводимости трещины, заполненной проппантом, также проводится инженером по ГРП.

Каждая операция по ГРП уникальна и должна учитывать большое количество параметров. Самыми простыми и часто используемыми здесь решениями могут являться применение проппанта большей фракции или же увеличение объема проппанта в скважине для увеличения площади соприкосновения.

При производстве ГРП чрезвычайно важна правильная доставка и размещение гранул



Проппант всегда подбирают под определенную скважину. Чем выше проницаемость самого пласта, тем крупнее должен быть проппант.

проппанта в трещине. Более тяжелые проппанты для доставки на наибольшее расстояние по трещине требуют большей удерживающей способности жидкости от оседания, для чего, как правило, необходима большая вязкость рабочей жидкости. Проппанты с меньшей насыпной плотностью можно доставить дальше по длине трещины с менее вязкой жидкостью, поскольку они гораздо более длительное время способны находиться во взвешенном состоянии. Максимально глубокое проникновение проппанта в трещину способны обеспечивать оборудование для ГРП достаточной мощности и комплект проппантов разного размера: проппанты фракций 100, 40/70, 30/50 меш – в начале, а затем при необходимости проппанты фракции 20/40 и больше.

Качественные характеристики проппанта закладываются в процессе его производства. Однако следует отметить, что качество проппанта, как правило, не влияет на успех проведения самой операции ГРП. Качество проппанта влияет на итоговый дебит жидкости скважины и на срок работы скважины.

Ведущие российские специализированные предприятия выпускают широкий спектр проппантов.

Первым в России в 1998 году освоил промышленный выпуск проппантов Боровичский комбинат огнеупоров. В настоящее время это предприятие не является лидером по объемам производства, но сохраняет первенство в области качества.

Основным продуктом Боровичского комбината огнеупоров является керамический проппант марки BORPROP ISP (средней прочности), который производится с 1996 года и представлен фракциями 30/50, 20/40, 16/30, 16/20 и 12/18. Проппанты BORPROP рассчитаны на давление до 10 000 psi и способны выдерживать такие сложные пластовые условия, как кислотная обработка и высокие температуры. Проппанты BORPROP при относительно невысокой насыпной плотности имеют существенно более высокие показатели проводимости и проницаемости в сравнении с конкурирующими на российском рынке продуктами. При давлении 6 kpsi превышение

проводимости составляет 1,56 раза, а при давлении 10 kpsi разница увеличивается до 1,8 раза. В соответствии с трендами развития рынка специалистами комбината разработаны проппанты с покрытием из синтетических смол, отверждающиеся в пластовых условиях, для решения проблемы выноса (BORPROP RCP), а также высокопрочные керамические проппанты с предварительно отвержденным покрытием (BORPROP SSP). Проппант BORPROP RCP представлен в трех видах для применения при различных температурах, а BORPROP SSP может использоваться при высоком пластовом давлении до 15 000 psi. Как правило, для скважин с высоким напряжением смыкания трещины операторы выбирают проппанты марки BORPROP.

Компания ФОРЭС выпускает полную собственную линейку проппантов. В качестве серийной продукции производятся: керамический проппант марки ForeProp с насыпным весом 1,6 г/см³ и полимернопокрытый проппант марки ForeRCP насыпным весом 1,6 г/см³. По спецзаказу выпускаются: керамический легкий проппант марки ForeLWP с насыпным весом 1,4 г/см³; полимернопокрытый легкий проппант марки ForeRCPL с насыпным весом 1,4 г/см³; упрочненный легкий проппант марки ForeESPL

Качество проппанта не влияет на успех проведения самой операции ГРП. Качество проппанта влияет на итоговый дебит жидкости скважины и на срок работы скважины.

с насыпным весом 1,4 г/см³ и особо прочный керамический проппант марки ForeESP с насыпным весом 1,6 г/см³.

Компания ООО «Велл Проп» предлагает достаточно широкую линейку проппантов как по видам, так и по их возможностям – от ультралегкого с насыпной плотностью менее 1,2 г/см³ до супервысокопрочных проппантов, готовых выдержать нагрузки выше 20 000 psi. Это самые высокопрочные проппанты, производимые в России.

Производство проппантов в Российской Федерации имеет очень широкие перспективы, поскольку технологии ГРП – это самый экономически оправданный метод интенсификации притока и увеличения нефтеотдачи пластов. В условиях, когда запасы углеводородного сырья становятся все более трудноизвлекаемыми, востребованы будут именно высококачественные и высокотехнологичные проппанты, которые создаются и активно выводятся на рынок отечественными производителями.

Обзор подготовлен редакцией на основе открытых источников информации



ESTM

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

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

ТЕХНОЛОГИИ, КОТОРЫЕ ИЗМЕНЯТ МИР

Что день грядущий нам готовит? Вопрос поэтический и риторический. Делать прогнозы – занятие неблагодарное. И всё же, всё же... В начале прошлого века появились электричество, телеграф и телефон, радио, двигатель внутреннего сгорания, аэропланы... Это были точки роста, которые абсолютно преобразили повседневную жизнь людей...

Сегодня человечество готово принять и развивать новые точки интенсивного роста, которые изменят мир. Надеемся, что в предлагаемой вашему вниманию публикации мы угадали некоторые из них.

Практически все устройства будут работать на солнечной энергии

Хотя сегодня основными источниками энергии являются уголь, нефть и газ, солнечная энергия быстро становится дешевле и эффективнее, чем углеродная. По мере развития технологии преобразования солнечной энергии она обойдет уголь, нефть и газ и станет самым популярным мировым источником энергии.

предоставляя пользователям небывалые ранее возможности.

Везде, где мы будем общаться с «умной» машиной, будут присутствовать нейросети. Голосовые помощники и умный поиск. Роботы-помощники в магазинах, интерактивные сервисы и самоуправляемые автомобили. За каждой «умной» железякой будет стоять именно технология искусственных нейронных сетей.



Вездесущие нейросети

То, что раньше было не под силу обычным компьютерам, станет возможно благодаря искусственным нейронным сетям. Их, в отличие от компьютеров, можно обучать. Компьютеры на основе нейросетевых технологий можно будет применять там, где сложно описать языком программирования то, что требуется от машины. Поэтому они вытеснят из многих сфер деятельности привычные ныне машины и людей,

Повсеместное применение технологии блокчейн

Глава Сбербанка Герман Греф считает, что в ближайшем будущем эта технология «перевернет все индустрии без исключения, начиная с сельского хозяйства, заканчивая банками, и, к несчастью, государственные органы тоже». В России блокчейн продвигают Сбербанк и платежная система Qiwi. За рубежом консорциум R3, разрабатывающий технологию блокчейн,



объединил ведущие банки и финансовые компании. Его цель – разработка технологии блокчейн с открытым кодом для банковских структур.

Простому читателю технология, возможно, знакома в связи с популярной криптовалютой Bitcoin и одноименной пиринговой платежной системой. Многочисленные майнеры по всему миру добывают биткоины и сатоши с помощью своих компьютеров. Но на самом деле майнинг криптовалют есть не что иное, как проверка транзакций, то есть совершение необходимых для поддержания системы вычислительных операций. За это майнеры и получают свою «добытую» криптовалюту. Да и после биткоина появилось множество других криптовалют.

Под блокчейном подразумеваются не только криптовалюты. Эксперты предлагают разделить сферы применения технологии на три группы: непосредственно цифровые валюты, использование в рамках электронного правительства и в области «умных» контрактов и открытых активов.

Сама технология блокчейн (от англ. blok – цепочка и chain – цепь) представляет собой распределенную базу данных, которая состоит из блоков информации. Каждый такой блок содержит в себе записи о транзакциях, совершенных участниками системы. Сами блоки хранятся на компьютерах участников системы. Это делает взлом и изменение базы данных чрезвычайно трудной задачей.

Банкам блокчейн позволит избавиться от множества расходов, сопровождающих транзакции денежных средств, и повысить их скорость. Кроме того, это альтернатива системе межбанковских переводов SWIFT.

В то же время блокчейн позволяет отказаться от регулятора, которым, как правило, выступает государство. Особенно категорически настроены против технологии силовые ведомства. Ведь криптовалюта, неподконтрольная

государственным финансовым регуляторам, может использоваться преступными и террористическими организациями для совершения теневых сделок. Примеры тому уже есть. Именно поэтому и появилось предложение разделить сферы применения технологии и выделить из нее отдельно криптовалюты. Но блокчейн можно использовать не только для хранения информации о сделках с цифровыми валютами, а и, например, для учета сделок с недвижимостью.

Однако готово ли общество к тому, чтобы информация об их собственности хранилась не в централизованном государственном реестре, а в распределенной базе на компьютерах множества пользователей?

Квантовые вычисления

В последние несколько десятилетий мы наблюдали цифровую революцию, которая в значительной степени движима законом Мура, гласящим, что количество транзисторов, размещаемых на кристалле интегральной схемы, удваивается каждые 24 месяца. Чуть позже появилась разновидность закона, где фигурируют не два года, а 18 месяцев. Это связано уже не с Муром, а с Давидом Хаусом из Intel. По его мнению, производительность процессоров должна удваиваться каждые 18 месяцев из-за одновременного роста как количества транзисторов, так и быстродействия каждого из них.

Гордон Мур в 2007 году заявил, что уже через 10-15 лет дальнейший процесс миниатюризации транзисторов натолкнется на фундаментальные законы физики. При этом г-н Мур сослался на мнение физика-теоретика Стивена Хокинга, который считал, что фундаментальными пределами развития микроэлектроники является скорость света и атомарное строение материи. Таким образом, выявление нового способа повышения производительности вычислений уже продолжительное время было основной областью изучения.

Квантовые вычислительные системы считаются одной из самых перспективных технологий на данный момент. Предполагается, что они станут основой для полноценного искусственного интеллекта, смогут упростить аэрокосмические и военные системы, смоделировать новые материалы и лекарства. Также не исключено, что в будущем квантовые системы смогут улучшить игровые проекты в виртуальной реальности, ►



моделируя любые физические законы в вымышленных мирах. Химики также в предвкушении: моделировать молекулы на обычном компьютере очень сложно. С появлением квантовых вычислительных систем можно будет приняться за разработку более эффективных лекарств и других соединений.

В широком смысле квантовый компьютер – это вычислительное устройство, использующее для передачи и обработки данных явления квантовой механики.

Его главное отличие от обычного компьютера – метод предоставления информации. В классическом вычислительном устройстве обработка информации достигается посредством бинарного кода, который обладает двумя базовыми состояниями – нулем и единицей.

В свою очередь работа квантового компьютера основана на концепции суперпозиции, а вместо обычных битов применяются кубиты. Благодаря суперпозиции кубит может иметь значения, полученные за счет комбинирования нуля и единицы, так что он может иметь два этих состояния одновременно. Благодаря этому квантовые компьютеры потенциально

способны демонстрировать высочайшую производительность в вычислениях. Важной вехой для квантовых технологий считается достижение так называемого квантового превосходства (Quantum supremacy) – способности производить вычисления быстрее классических систем.

Первые квантовые компьютеры уже начинают производиться. Так, IBM продемонстрировала Q System One – компактный модульный квантовый компьютер, который сами представители компании окрестили «первой в мире интегрированной универсальной квантовой вычислительной системой, разработанной для научного и коммерческого применения». Купить этот компьютер пока нельзя. Ученые и компании смогут арендовать его в квантовом вычислительном центре, который IBM в ближайшее время откроет в городе Покипси (штат Нью-Йорк, США). В дальнейшем он появится в свободной продаже.

IBM Q предлагает 20-кубитное вычисление с использованием классических компьютерных компонентов и квантовых решений. Компьютер довольно массивный – это герметичный корпус в форме куба с гранью длиной 2,75 м, который выполнен из боросиликатного стекла толщиной 1,27 см. Помимо квантового процессора в корпусе Q System One располагаются различные управляющие модули, а также система охлаждения.

Квантовая связь и безопасное будущее

Если до повсеместного применения квантовых компьютеров еще далеко, то квантовые коммуникации – дело совсем близкого будущего. Китай недавно запустил свой первый экспериментальный спутник квантовой связи, а эксперты уже пророчат, что объем рынка квантовой связи в ближайшие 5 лет может достигнуть 7,5 млрд долларов США

Китайский спутник способен передавать неподдающиеся перехвату ключи с орбиты на Землю. Вывод на орбиту большого количества таких спутников позволит к 2030 году создать глобальную сеть квантовой связи, заявляет

главный научный сотрудник проекта QUESS Цзянь-Вэй Пань.

Широкое внедрение квантовых линий связи означает, что будущее будет хотя бы отчасти таким, каким мы его ожидаем. По дорогам будут ездить беспилотные автомобили, в небе парить дроны, а, к примеру, деньги на наших банковских счетах будут оставаться в полной безопасности. Разве что-то может этому помешать? Да, уязвимость в каналах передачи информации. Благодаря технологиям квантовой связи, а точнее, квантовой криптографии как ее части, можно безопасно передавать информацию. А это значит, что ни хакер, жаждущий реализовать свои способности, ни террорист не смогут воспользоваться уязвимостью информационных каналов. Сейчас и самоуправляемый автомобиль, движущийся на скорости 120 км/ч, и беспилотник, зависший над головой, и банковский сервер можно взломать. И последствия этого будут печальными. Только представьте себя в беспилотном автомобиле, управление которым захватил хакер. Квантовая физика позволяет создать защищенные линии связи и защититься от атак злоумышленников. А значит, сделать будущее более безопасным.

Массовое внедрение беспилотного транспорта

Десятки компаний по всему миру уже занимаются разработкой беспилотных транспортных средств. Причем как автомобильные, такие как Volvo, General Motors, Volkswagen, Toyota, Audi, BMW и, конечно, Tesla, так и те, которые автомобили никогда не выпускали, – Google, Baidu, Uber и др.

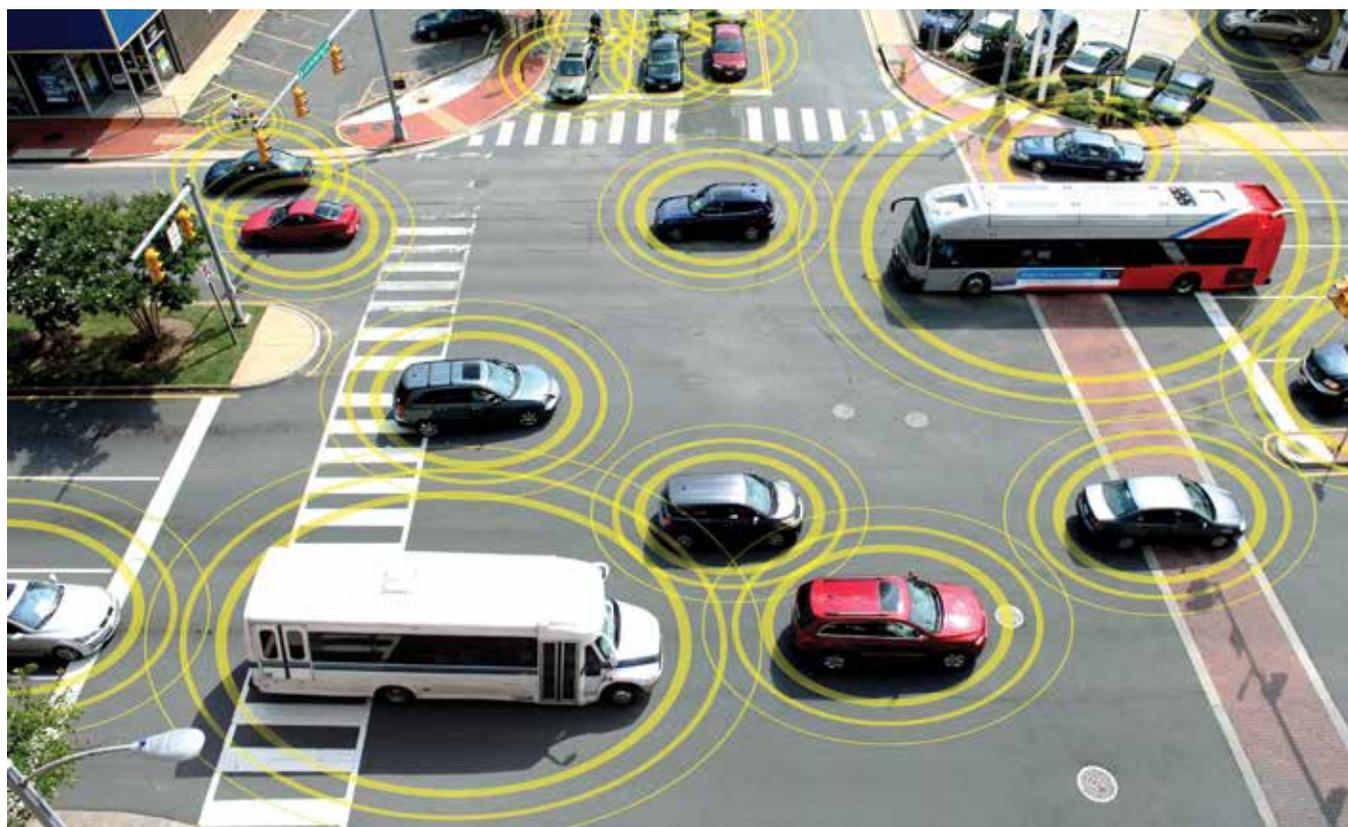
Даже КамАЗ участвует в этом процессе. В прошлом году на заводе был создан прототип первого в России беспилотного автомобиля на базе серийного грузовика.

Беспилотное летающее такси представлено было китайской компанией Ehang.

Считается, что беспилотный автомобиль будет безопаснее непредсказуемого и несовершенного человека, склонного к тому же пренебрегать правилами дорожного движения. Оснащенные всевозможными датчиками и сенсорами (радары, камерами, навигационными системами, а также мощными компьютерами для принятия решений), они будут куда совершеннее человека. Как было подсчитано, повсеместное распространение самоуправляющихся автомобилей сократит количество дорожных аварий на 90%, что спасет жизни множества людей.

В один прекрасный день беспилотных автомобилей станет больше, чем управляемых водителем. А через какое-то время вождение автомобиля будет чем-то вроде конных прогулок по выходным. Уже совсем скоро ежедневные поездки на работу и домой мы будем доверять автопилоту. В какой-то момент человек за рулем на скоростном хайвэе в потоке беспилотных автомобилей, несущихся на большой скорости, станет существенным фактором опасности, и многие дороги просто закроют для автомобилей, управляемых живым водителем.

Сам автомобиль уже не будет являться самостоятельной транспортной единицей. Автомобили будут информационно связаны между собой. Они станут обмениваться полезной



информацией друг с другом и с объектами дорожной инфраструктуры.

Для того чтобы не создать аварийную ситуацию, беспилотники будут постоянно сверять параметры своего движения с соседними автомобилями. На трассе беспилотные автомобили будут похожи на косяк рыб, синхронно плывущих в одном направлении. Человек будет пользоваться не столько отдельным автомобилем, сколько целой транспортной системой, в которой его беспилотник – всего лишь один из элементов.

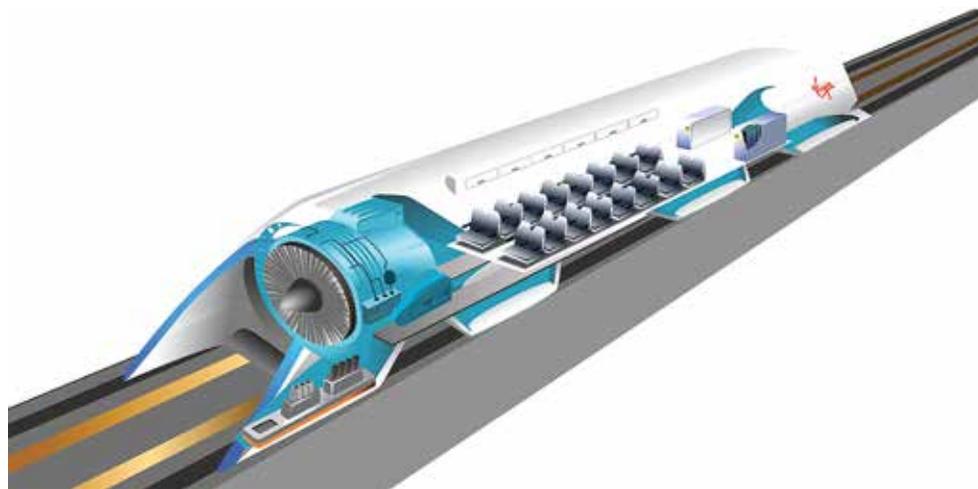
5G-интернет. Беспилотник с солнечными панелями

В проекте, названном Project Skybender, компания Google создает дроны на солнечных панелях, раздающие сверхскоростной интернет. Теоретически беспилотники будут способны предоставлять интернет-услуги в 40 раз быстрее, чем в сетях 4G, позволяя передавать гигабайт данных в секунду.

Проект предусматривает использование миллиметровых волн для предоставления сервиса, так как существующий спектр для передачи мобильной связи слишком заполнен. Однако эти волны имеют более короткий диапазон, чем мобильный сигнал 4G. Компания Google работает над этой проблемой, и если удастся решить все технические проблемы, вскоре может появиться интернет небывалой скорости.

Гиперпоезда

Вакуумный гиперпоезд был впервые предложен Илоном Маском. По сути, он представляет собой магнитную капсулу, движущуюся внутри вакуумной трубы, установленной под землей, и несущую пассажиров с сумасшедшей скоростью. Маск утверждает что гиперпоезд сможет перевезти пассажиров из Сан-Франциско в Лос-Анджелес всего за 30 минут. В будущем эта технология может стать обычным явлением, поскольку она дешевле, надежнее и эффективнее практически всех современных способов передвижения.



Металлическая 3D-печать

3D-печать – давно известная технология, но до сих пор ее в основном использовали энтузиасты и дизайнеры для создания единичных прототипов. Кроме того, печать обычно выполняется в пластике – использовать для нее другие материалы, в том числе металл, раньше было попросту дорого.

Но со временем печать металлом стала достаточно дешевой, чтобы применять ее в широком производстве. И эта технология может полностью изменить индустрию.

Например, чтобы произвести запчасть для автомобиля, фабрикам больше не придется устанавливать несколько сложных станков, – достаточно будет 3D-принтера. В отдаленной перспективе на смену большим заводам, ограничивающимся выпуском лишь нескольких видов деталей, придут фабрики поменьше, которые смогут легко брать в производство всё новые типы продукции.

Энергия из воздуха

Скоро наши дома «поумнеют». А чтобы это случилось, они должны быть наполнены многочисленными устройствами, которые и сделают нашу жизнь легче. Датчики движения, температуры, загрязнения воздуха, различные фото- и видеокамеры и многое другое. Всем им требуется питание. Но вести к ним провода или менять постоянно батарейки накладно. Сразу несколько групп исследователей работают над тем, чтобы различные гаджеты могли получать энергию, что называется, из воздуха.

Окружающее нас пространство заполнено радиоволнами, например радиосигналами диапазона Wi-Fi. Ученые из Вашингтонского университета взяли стандартный Wi-Fi-роутер, внесли в него небольшие изменения, и теперь его можно использовать в качестве источника энергии для удаленных устройств. При этом он по-прежнему может выполнять свою основную функцию, на качество связи переделка не отразилась. Ученым удалось запитать электроэнергией небольшую фотокамеру и термодатчик. Причем ни одно из этих

устройств не имело своей аккумуляторной батареи, вместо нее для хранения заряда применяется суперконденсатор. Такая технология получила название Power Over Wi-Fi. Эту технологию можно использовать как для устройств «умного дома», так и маломощных гаджетов, например фитнес-браслетов.

Предсказательная генетика

Наступит день, когда



новорожденным в роддоме будут выдавать карту их генома с прогнозом, в котором будут описаны шансы ребенка заработать инфаркт или онкологическое заболевание или оказаться способнее большинства.

ДНК-тесты уже сейчас проводятся по всему миру, но пока их предсказания не могут похвастать идеальной точностью. Они раскрывают лишь вероятность развития того или иного заболевания, однако обнаружить у себя болезнь может и тот, у кого вероятность его развития оказалась низкой.

Вскоре ДНК-тестирование станет доступно каждому жителю планеты, но будущее этой технологии одновременно и захватывающее, и настораживающее.

3D-печать и выращивание органов для пересадки

Ученые работают над технологией распечатывания жизнеспособных органов, которые можно будет использовать в качестве донорских при операциях.

Технология 3D-печати уже демонстрирует большой прогресс. Она использует картриджи, заполненные суспензией из живых клеток и умным гелем, который придает структуру и создает биологическую ткань. При распечатывании гель охлаждают и вымывают, оставляя только клетки.

Ученые работают над решением сложностей, связанных с созданием органов, которые могли бы имитировать функции нормально выращенных органов в теле человека. Как только эти трудности будут преодолены, пациентам уже не придется долго значиться в листах ожидания доноров.

Органы в научных лабораториях будут и

выращивать. Технологии искусственного выращивания органов находятся сейчас на начальной стадии исследования. Ученым уже удалось вырастить человеческое сердце, которое билось как живое.

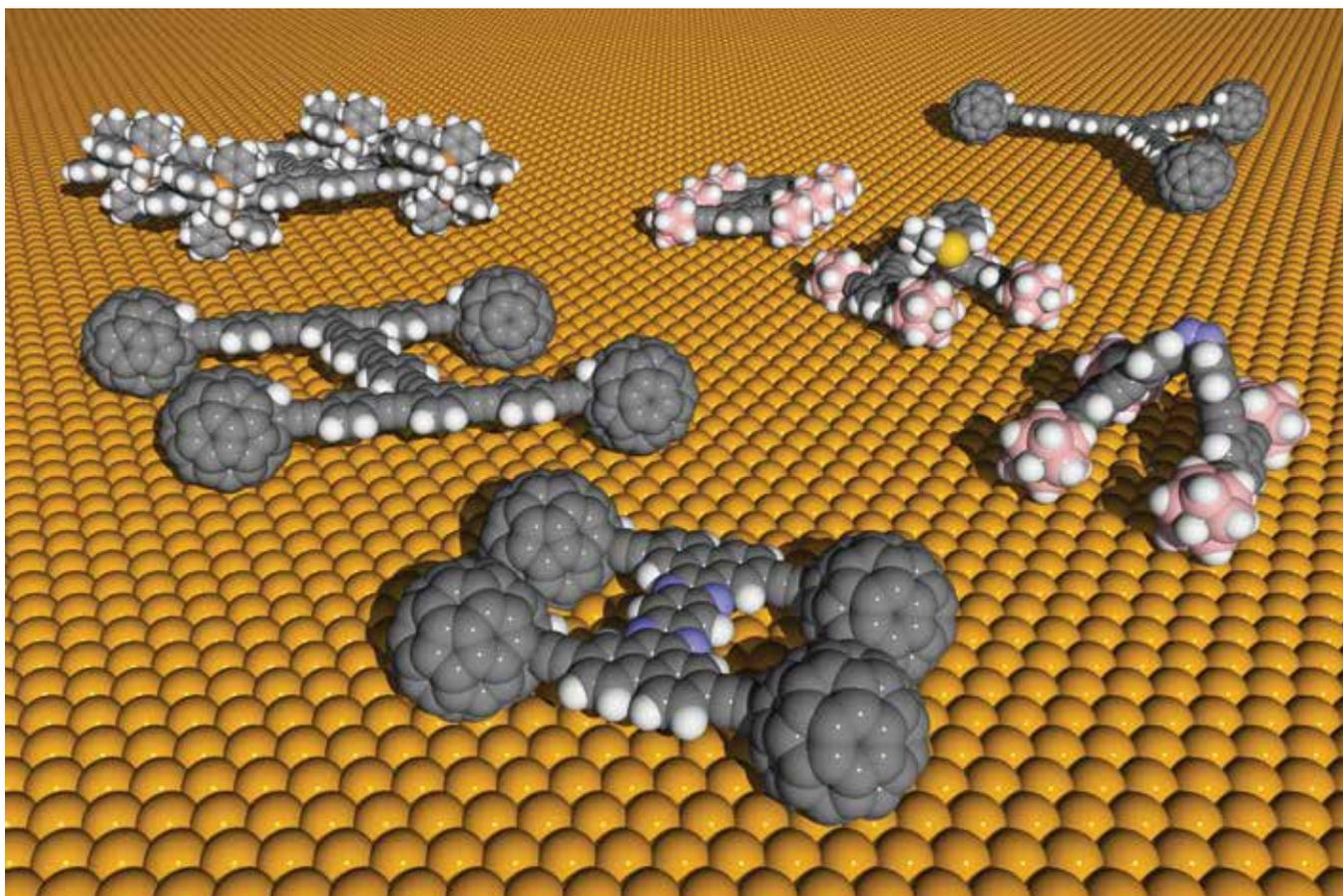
В будущем возможность заказать новый орган – напечатанный или выращенный – и пересадить его в ваше тело может стать обычной практикой.

Молекулярные машины

Нобелевскую премию по химии за проектирование и синтез молекулярных машин получили Жан-Пьер Соваж, сэр Фрэнсер Стоддарт и Бернард Феринга. Их усилиями перед нами открываются фантастические перспективы. Как и во многих других случаях, идею молекулярных машин ученые подсмотрели у природы. Окружающий мир наполнен ими. Практически все функционально активные белки – это молекулярные машины. В каждой живой клетке насчитывается по несколько тысяч таких машин.

Размеры молекулярных машин составляют всего лишь несколько нанометров. Это значит, в оптический микроскоп их увидеть уже невозможно, ведь они меньше длины волны видимого света. В невидимом нашему глазу мире они с легкостью манипулируют молекулами и одиночными атомами. Перетаскивают их с одного места на другое. Сближают атомы так, чтобы между ними образовалась химическая связь или, наоборот, растаскивают их, рвут молекулы на части и разрывают химические связи, их скрепляющие.

Теперь и мы можем научиться делать такие машины. Их можно будет применять для адресной доставки лекарств к больному органу. Большинство препаратов дают побочные



эффекты именно потому, что они действуют не только на больные органы, но и на здоровые. Молекулярные машины позволят организовать систему доставки лекарственного препарата именно к конкретному органу или ткани.

Молекулярные машины могут выступать сборщиками сложных молекулярных структур для получения материалов с заданными свойствами. Или, наоборот, разбирать их по атому. Это хороший способ утилизации, например, полимеров.

Такие наномашинки идеально подходят для работы в очень маленьких объектах. Например, в клетках. Там уже работают тысячи естественных машин. Теперь туда можно будет отправить и искусственные. Зачем? Например, подредактировать геном.

CRISPR

CRISPR – это новая технология редактирования геномов высших организмов, базирующаяся на иммунной системе бактерий. В основе этой системы – особые участки бактериальной ДНК, короткие палиндромные кластерные повторы, или CRISPR (Clustered Regularly Interspaced Short Palindromic Repeats). Между идентичными повторами располагаются отличающиеся друг от друга фрагменты ДНК – спейсеры, многие из которых соответствуют участкам геномов вирусов, паразитирующих на данной бактерии. При попадании вируса в бактериальную клетку он обнаруживается с помощью специализированных Cas-белков (CRISPR-associated sequence –

последовательность, ассоциированная с CRISPR), связанных с CRISPR PHK.

Если фрагмент вируса «записан» в спейсере CRISPR PHK, Cas-белки разрезают вирусную ДНК и уничтожают ее, защищая клетку от инфекции. В начале 2013 года несколько групп ученых показали, что системы CRISPR/Cas могут работать не только в клетках бактерий, но и в клетках высших организмов, а значит, CRISPR/Cas-системы дают возможность исправлять неправильные последовательности генов и таким образом лечить наследственные заболевания человека.

Исследователи из Университета Висконсин-Мэдисон и их коллеги из Калифорнийского университета в Сан-Франциско применили инструмент редактирования генов, чтобы узнать, какие гены затрагиваются конкретными антибиотиками. Они планируют лучше понять действие существующих антибиотиков или разработать новые. Резистентность болезнетворных патогенов к существующим антибиотикам является растущей проблемой, которая может поставить под угрозу миллионы жизней. Техника под названием Mobile-CRISPRi позволяет ученым проводить скрининг функции антибиотиков у широкого спектра патогенных бактерий.

CRISPR/Cas9 меняет геномную инженерию

Геномная инженерия должна изменить мир вокруг нас и нас самих. Это очевидно, и вряд ли кто-то будет спорить. Вопрос только в том, когда это случится. Технологии изменения генома всегда



были сложны и дороги. Но новый метод точного редактирования генов CRISPR/Cas9, кажется, вскоре изменит ситуацию.

Молекулярные биологи нашли созданный природой механизм редактирования генома и учатся его применять. Механизм прост и эффективен. Природа наделила им бактерий и архей, которые борются с его помощью с атакующими их вирусами. Ученые же хотят применить его и для редактирования генома животных, растений и, конечно же, человека. CRISPR – подобие архива, иммунологическая память, где хранятся фрагменты ДНК вируса, когда-либо атаковавшего бактерию или ее предков. Cas9 – инструмент, своего рода природная машина для обнаружения в бактериальной ДНК фрагментов вируса, копия которого есть в архиве. Найдя нужный фрагмент, он разрезает его, тем самым защищая клетку от заражения. После чего система репарации клетки заменяет разрушенные участки.

А теперь представим, что этой системе можно предложить любой фрагмент ДНК для поиска и уничтожения, например фрагмент ДНК вируса иммунодефицита человека. Ученые из Темпльского университета уже провели такой эксперимент на крысах и мышках. В результате целевой фрагмент ВИЧ был вырезан из ДНК в каждой ткани живого организма. А в Китае исследователям удалось подавить рост и запустить программу самоуничтожения раковых клеток. Эксперимент также был проведен на мышках. Но опыты на людях уже не за горами.

В отличие от других технологий, CRISPR/Cas9 позволяет редактировать геном как эмбрионов, так и живых взрослых организмов.

Можно вылечить больного человека, а можно предотвратить передачу негативной наследственной информации потомкам. Чем лучше мы изучим человеческий геном, тем больше у нас будет возможностей его исправлять и улучшать. А это уже путь к проектированию детей. Так называемые дизайнерские дети будут не только лишены наследственных заболеваний, но и получат заложенные от рождения и необходимые в жизни «бонусы» в виде интеллектуальных и атлетических способностей, красоты и здоровья.

Жизнь до 1000 лет

Кембриджский геронтолог Обри де Грей (Aubrey de Grey) считает, что, если технологии продолжат развиваться с такой же скоростью, вполне возможно, что уже появился человек, который доживет до 1000 лет.

Исследователь работает над терапией, которая будет убивать клетки, потерявшие способность делиться, позволяя здоровым клеткам размножаться и восстанавливаться. Терапия позволит 60-летним оставаться такими еще 30 лет, пока им не исполнится 90 лет. Процесс будут повторять до 120 или 150 лет и так далее.

Согласно Грею, этот метод может стать жизнеспособным уже в течение 6-8 лет. Так что вполне возможно, что в будущем человек все-таки найдет эликсир вечной молодости. ☉



**ПРОИЗВОДСТВО
МАНИФОЛЬДА
ВЫСОКОГО ДАВЛЕНИЯ**

www.spomega.ru

РФ, 426039, УР, г. Ижевск,
ул. Воткинское Шоссе, 284
hello@spomega.ru
+7 (3412) 26 00 42



**Российское отделение Ассоциации специалистов по
колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам**

**Некоммерческое партнерство «Центр развития
колтюбинговых технологий»**

Russian Chapter of the Intervention and Coiled Tubing Association

**Nonprofit Partnership Coiled Tubing Technologies
Development Center**



**ИСОТА
РОССИЯ**



Контактная информация

Пыжевский переулок, 5, строение 1, офис 224
Москва 119017, Российская Федерация
Телефон: +7 499 788 91 24; +7 (916) 512 70 54
Факс: +7 499 788 91 19
E-mail: info@icota-russia.ru

Contact information

5/1 Pyzhevsky lane, Suite 224
119017 Moscow, Russian Federation
Telephone: +7 499 788 91 24; +7 (916) 512 70 54
Fax: +7 499 788 91 19
E-mail: info@icota-russia.ru

www.icota-russia.ru



Целью Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам является развитие возможностей для профессионального общения специалистов, аккумуляция технических знаний, обобщение опыта применения инновационных технологий, содействие внедрению новейших разработок в области колтюбинговых технологий и других сегментов высокотехнологичного нефтегазового сервиса и стандартов безопасности проведения работ.

Российское отделение Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA-Россия) является информационной структурой и осуществляет свою деятельность в соответствии с Соглашением о сотрудничестве, заключенным между Ассоциацией специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA) и Некоммерческим партнерством «Центр развития колтюбинговых технологий».

ЗАЯВЛЕНИЕ

Прошу принять меня в члены ICoTA-Россия

Фамилия _____ Написание по-английски _____

Имя _____ Написание по-английски _____

Отчество _____

Организация/компания/структура _____

Должность _____

Адрес электронной почты _____

Телефон служебный _____ Факс _____

Телефон мобильный _____

Почтовый адрес для связи _____

Дата _____

Подпись _____

Пожалуйста, отправьте заполненное заявление по факсу: +7 499 788 91 19
или скан заявления на e-mail: info@icota-russia.ru



**Медиаплан распространения журнала
«Время колтюбинга. Время ГРП»
на отраслевых мероприятиях в 2020-2021 гг.
ВК № 4/74, декабрь-2020**

Мероприятие	Дата проведения	Страна, город
SPE Workshop: Extreme Well Intervention	02-03.02.2021	UAE, Abu Dhabi, Conrad Abu Dhabi Etihad Towers
SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition	02-04.02.2021	USA, Texas, The Woodlands
Нефть. Газ. Химия. Экология – 2021	10-12.02.2021	Россия, Набережные Челны
International Petroleum Week – 2021	23-25.02.2021	Великобритания, Лондон
IADC/SPE Drilling Conference – 2021	09-11.03.2021	Норвегия, Ставангер
CIPPE-2021. China International Petroleum & Petrochemical Expo	30.03.2021-1.04.2021	Китай, Пекин
Конференция «НЕФТЕГАЗСНАБ»	18.03.2021	Россия, Москва
Газ. Нефть. Новые технологии – Крайнему Северу	18-19.03.2021	Россия, Новый Уренгой
ATYRAU OIL& GAS – 2021. Северо-Каспийская региональная выставка	07-09.04.2021	Казахстан, Атырау
НЕФТЕГАЗ-2021. 20-я юбилейная международная выставка «Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса»	26-29.04.2021	Россия, Москва
Национальный нефтегазовый форум	26-29.04.2021	Россия, Москва
Российский нефтегазовый IT-саммит «Интеллектуальное месторождение»	апрель	Россия, Москва

119017 г. Москва, Пыжевский пер.,
д. 5, стр. 1, офис 224
тел.: +7 499 788 914, тел./факс: +7 499 788 91 19.

Дорогие читатели!

Подписку на научно-практический журнал
«**Время колтюбинга**»

вы можете оформить в любом отделении
«Роспечати» в период проведения подписных
кампаний.

**ИНДЕКС В ПОДПИСНОМ КАТАЛОГЕ
«РОСПЕЧАТИ» – 84119.**

Компании могут оформить годовую подписку
непосредственно в редакции журнала
(не менее чем на 3 экземпляра). Подписка
в редакции возможна с любого месяца года.

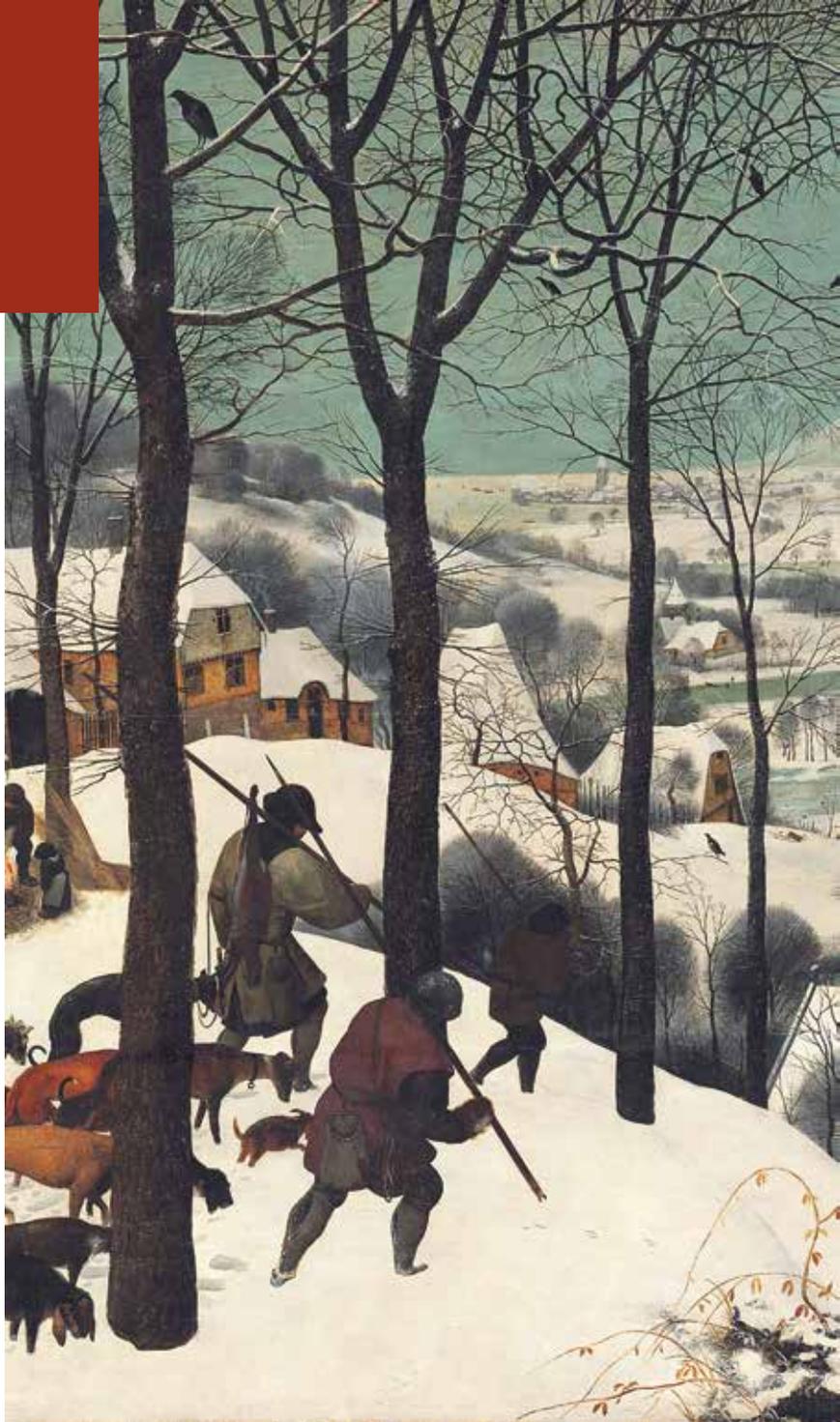
Минимальная стоимость годовой подписки
(3 экз. х 4 вып.): 13 200 руб.
(включая НДС 10%) + стоимость доставки.

Для оформления подписки через редакцию
отправляйте запрос по адресу:
cttimes@cttimes.org

For English-speaking readers we recommend
to subscribe for PDF-version of the Journal.

Please send your subscription request to:
cttimes@cttimes.org

Year subscription price for PDF-version: 80\$.



Фрагмент картины Питера Брейгеля Старшего «Охотники на снегу»
Fragment of the painting by Pieter Bruegel the Elder "Hunters in the Snow"

Почетный редактор – **Рон Кларк** (rc@cttimes.org);
главный редактор – **Галина Булыка** (halina.bulyka@cttimes.org);
директор по стратегическому развитию проекта «Время колтюбинга» –
Артем Грибов (artem.gribov@cttimes.org);
научный редактор – **Антон Федоренко**, канд. физ.-мат. наук;
Переводчики – **Сергей Масленицин**, **Христина Булыко**,
Григорий Фомичев, **Светлана Лысенко**;
ответственный секретарь – **Наталья Михеева**;
маркетинг и реклама – **Марина Куликовская** (advert@cttimes.org);
дизайн и компьютерная верстка – **Людмила Гончарова**;
подписка и рассылка – cttimes@cttimes.org.

Журнал распространяется по подписке среди специалистов
нефтегазовых компаний и профильных научных институтов.
Осуществляется широкая персональная рассылка руководителям
первого звена.

Материалы, автор которых не указан, являются продуктом
коллективной работы сотрудников редакции.

При перепечатке материалов ссылка на журнал «Время колтюбинга»
обязательна.

Редакция не всегда разделяет мнение авторов статей.

Honorary editor – **Ron Clarke** (rc@cttimes.org);
Editor-in-chief – **Halina Bulyka** (halina.bulyka@cttimes.org);
Director of Strategic Development "Coiled Tubing Times" –
Artem Gribov (artem.gribov@cttimes.org);
Scientific editor – **Anton Fedorenko**, Doctor of Phys.-Math.;
Translators – **Sergey Maslenitsin**, **Christina Bulyko**, **Gregory
Fomichev**, **Svetlana Lysenko**; Executive editor – **Natallia Mikheyeva**;
Marketing and advertising – **Marina Kulikovskaya** (advert@cttimes.org);
Design & computer making up – **Ludmila Goncharova**;
Subscription & distribution – cttimes@cttimes.org.

The Journal is distributed by subscription among specialists
of oil and gas companies and scientific institutions. In addition,
it is also delivered directly to key executives included into
our extensive mailing list.

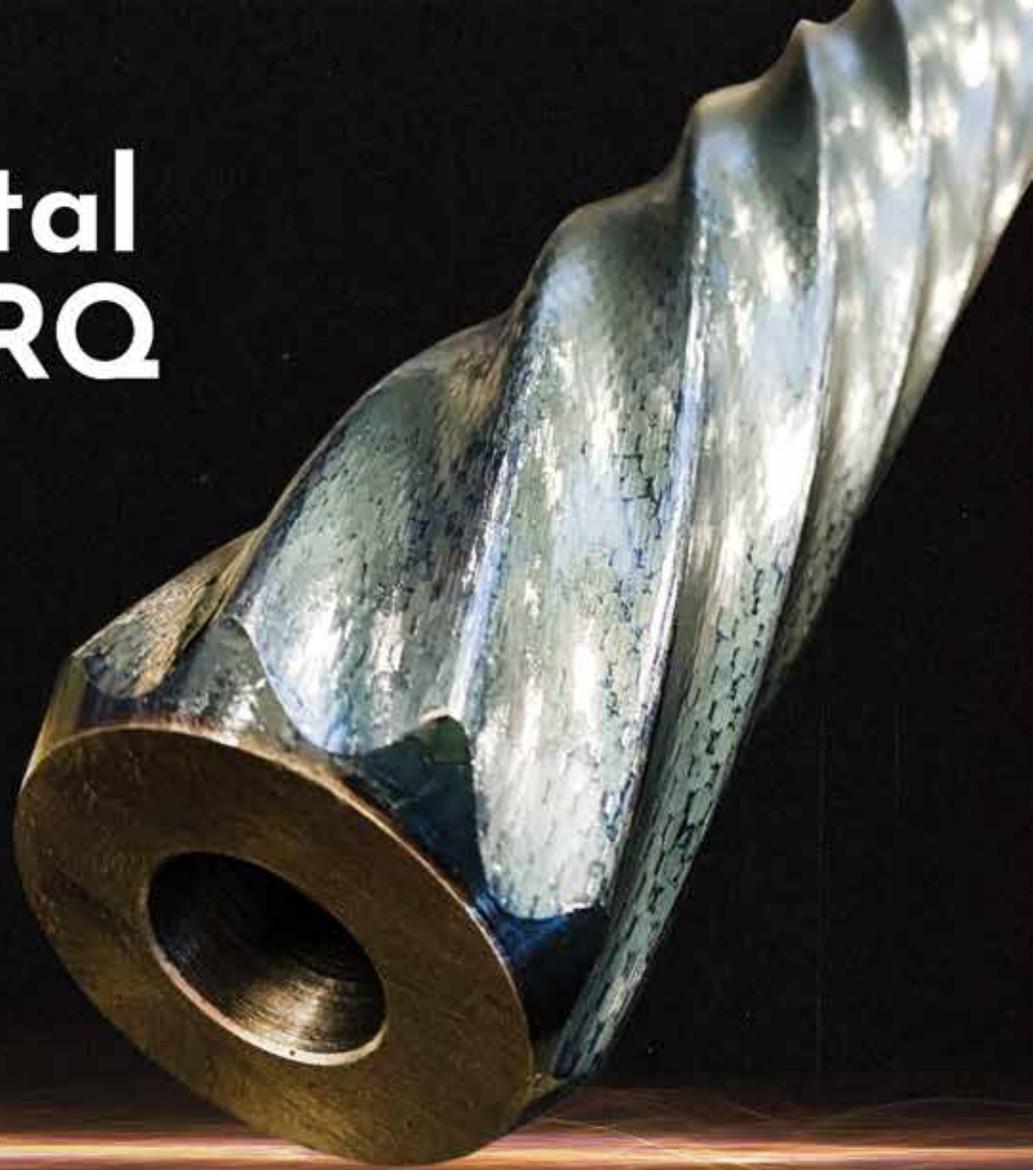
The materials, the author of which is not specified, are the product of the
Editorial Board teamwork. When reprinting the materials the reference to the
Coiled Tubing Times is obligatory. The articles provided in this journal do not
necessarily represent the opinion of the Editorial Board.

The Journal offers a cooperation to advertisers and persons concerned.



Metal TORQ

waiting for incredible progress



Когда Вы ожидаете невероятного прогресса и работоспособности от обычных Винтовых Забойных Двигателей, то скажите «До свидания!!!» ВЗД с эластомером, даже с «тонким слоем»!

Встречайте совершенно новые «MetalTORQ» Винтовые Забойные Двигатели от компании „Top Tools“, где абсолютно отсутствует эластомер!

Рабочая жидкость на углеводородной основе? Нет проблем! Хотите фрезеровать с добавлением азота? Нет проблем!

Высокая температура в скважине? Нет проблем!

Свяжитесь с нами, чтобы узнать больше! И помните, в «MetalTORQ» от компании „Top Tools“ нет абсолютно никакого эластомера, а рабочие характеристики превзойдут все ваши ожидания!

When you expect unbelievable progress and performance from conventional Positive Displacement Motors, say "Goodbye!!!" to PDMs with elastomer, even with a "thin layer"!

Please welcome the brand new "MetalTORQ" Positive Displacement Motors from "Top Tools", where there is absolutely no elastomer!

Hydrocarbon-based fluid? No problem!
Want to mill with the nitrogen? No problem!
High temperature in the well? No problem!

Contact us to learn more!
And remember, in "MetalTORQ" from "Top Tools" there is absolutely no elastomer, and the performance will exceed all your expectations!

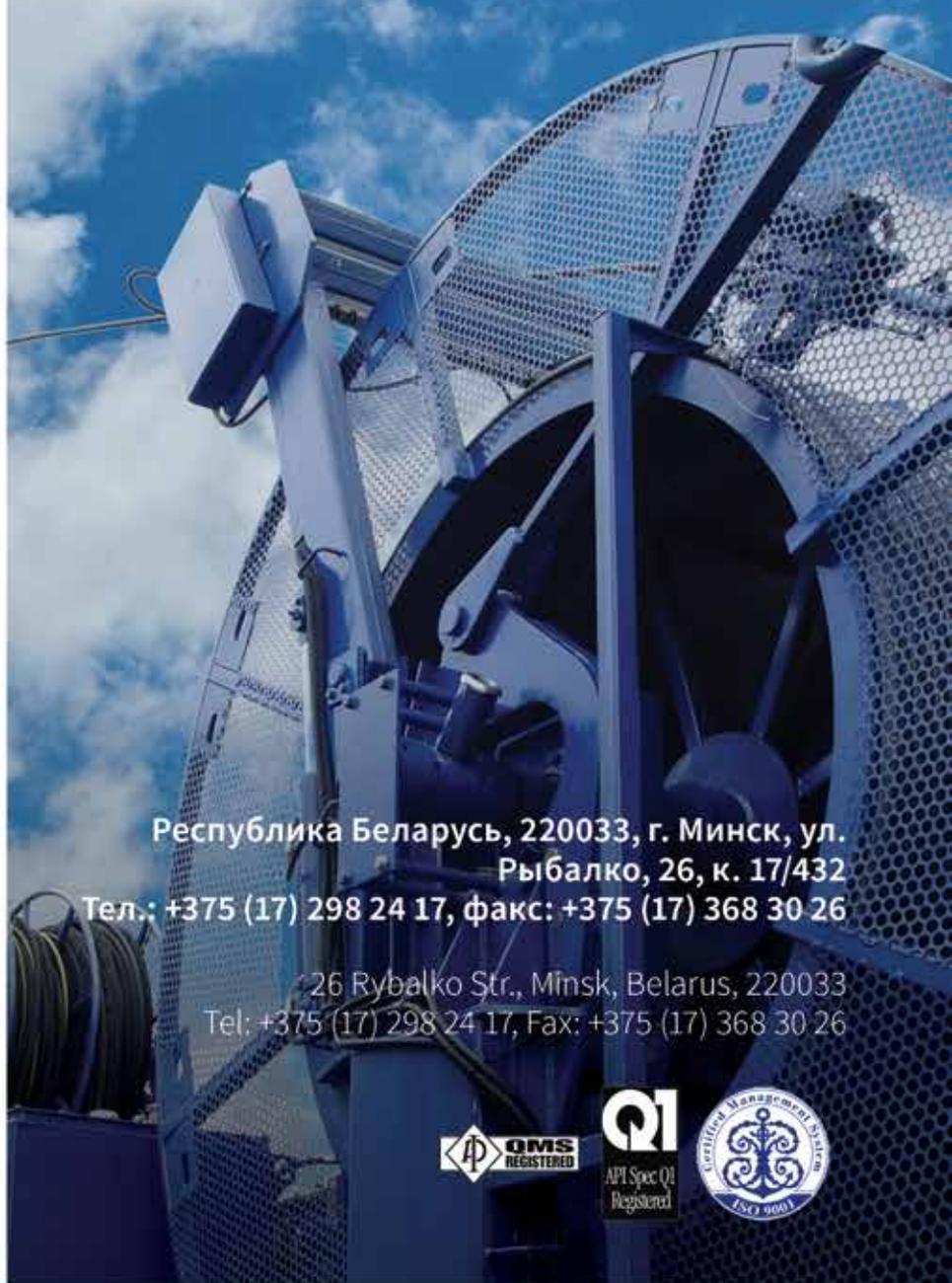
MetalTORQ@toptools.pro





**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

