

Coiled/tubing times

ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА
ВРЕМЯ ГРП

издается с 2002 года / has been published since 2002

3 (061), Сентябрь / September 2017

Время колтюбинга / Время ГРП / Coiled Tubing Times 3 (061)

ICOTA-РОССИЯ: НА ПИКЕ ТЕХНОЛОГИЙ
ICOTA-RUSSIA: AT THE PEAK OF TECHNOLOGY

ЭЖЕКТОРНАЯ ОЧИСТКА СКВАЖИН
EJECTOR WELL CLEANOUT

СПОСОБЫ ВСКРЫТИЯ КОЛОННЫ ПРИ МГРП В ЗАЦЕМЕНТИРОВАННЫХ
ХВОСТОВИКАХ
TECHNIQUES FOR CASING OPENING DURING MULTI-STAGE HYDRAULIC
FRACTURING IN CEMENTED LINERS

МАРКЕРНЫЕ МЕТОДЫ ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОФИЛЕЙ ПРИТОКОВ
ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН
MARKER TECHNOLOGIES FOR PRODUCTION LOGGING IN HORIZONTAL WELLS

КОЛТЮБИНГОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В УКРАИНЕ И БЕЛАРУСИ
COILED TUBING TECHNOLOGIES IN UKRAINE AND BELARUS

61





Колтюбинговое, азотное и
насосное оборудование
Coiled Tubing, Nitrogen and
Pumping Equipment

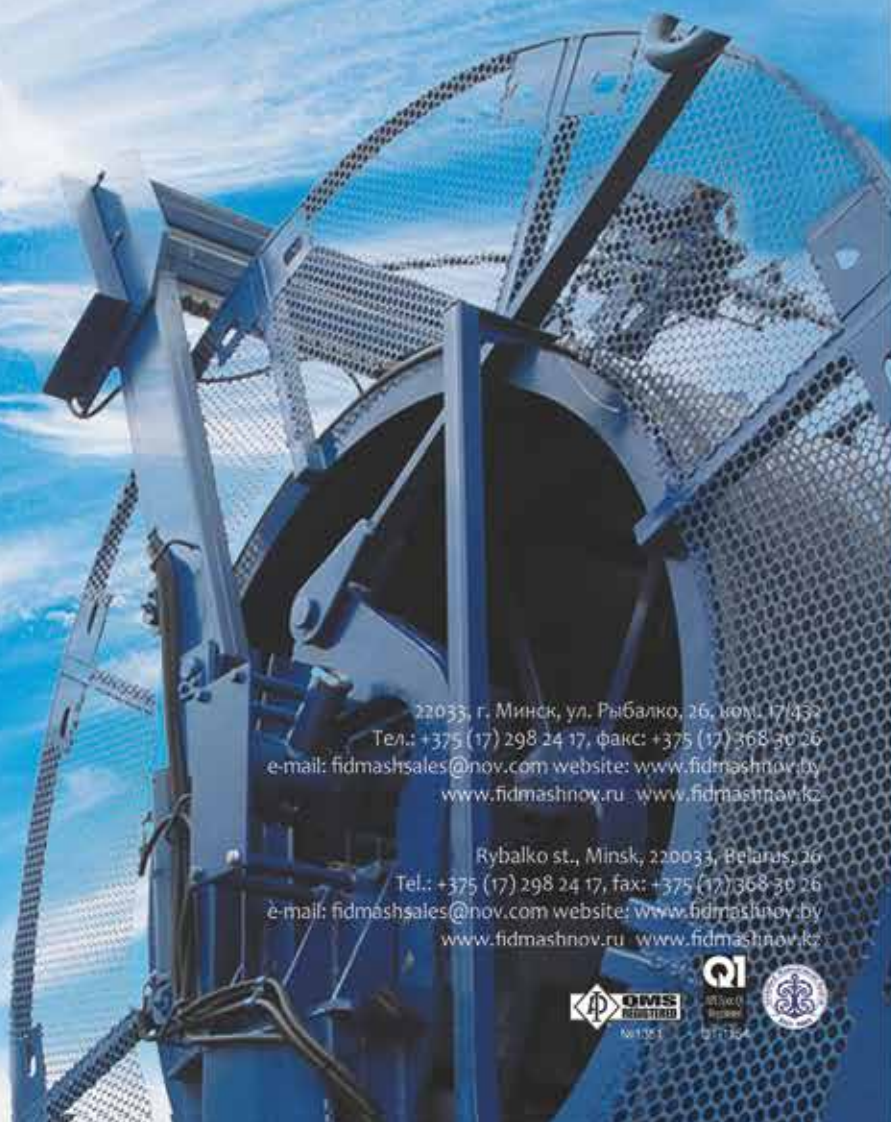
Оборудование для ГРП
Fracturing Equipment

Fidmarsh
Completion &
Production Solutions



22033, г. Минск, ул. Рыбалко, 26, комн. 17/432
Тел.: +375 (17) 298 24 17, факс: +375 (17) 368 30 26
e-mail: fidmarshsales@nov.com website: www.fidmarshnov.by
www.fidmarshnov.ru www.fidmarshnov.kz

Rybalko st., Minsk, 220033, Belarus, 26
Tel.: +375 (17) 298 24 17, fax: +375 (17) 368 30 26
e-mail: fidmarshsales@nov.com website: www.fidmarshnov.by
www.fidmarshnov.ru www.fidmarshnov.kz



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

The 18th 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

9–10 ноября 2017 года,
Россия, Москва, гостиница «Новотель»
(Пресненская наб., 2, ст. м. «Деловой
центр», «Выставочная»)

November 9–10, 2017

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

Тематика:

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

Conference topics:

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

КОНТАКТЫ / CONTACTS:

E-mail: cttimes@cttimes.org

Тел. +7 (495) 481-34-97 (доб. 102)

Моб. +7 (968) 356-34-45

Факс: +7 (499) 788-91-19

www.cttimes.org

Контактное лицо: Екатерина Сакович,
менеджер по организации конференции



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;

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 «Шлюмберге»;

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;

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

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

Р. Кларк, почетный редактор журнала;

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

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

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

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

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

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

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

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

Главный научный консультант – **В.С. Войтенко**, д.т.н.,

профессор, академик РАЕН; научные консультанты –

Л.А. Магадова, д.т.н., зам. директора Института 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 № 77-16977.

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;

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

H. Bulyka, Editor-in-Chief;

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

R. Clarke, Honorary Editor;

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

A. Lapatsentava, Director General, FIDMASH;

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

A. Ovsiankin, Managing Director, Packer Service LLC;

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

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

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

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

Chief scientific consultant – **V. Voitenko**, Doctor of Engineering,

Professor, Member of the Russian Academy of Natural Sciences;

Scientific consultants – **L. Magadova**, Doctor of Engineering,

Deputy Director of Institute of Industrial Chemistry, Gubkin Russian

State University of Oil and Gas; **I. Pirsch**, Director of CJSC Novinka;

H.B. Luft, Professor, Senior Technical Advisor of Trican Well Service;

K. Newman, Technical Director of NOV CTES; **A. Kustyshev**,

Doctor of Engineering, Professor.

PUBLISHER

Coiled Tubing Times, LLC

JOURNAL HAS BEEN PREPARED FOR PUBLICATION

by Editorial Board of Coiled Tubing Times Journal.

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

ADDRESS OF EDITORIAL OFFICE

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

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

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

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

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

Registration number ПИ № 77-16977.

СЛОВО РЕДАКТОРА

Дорогие коллеги, с праздником! С Днем нефтяника! Пусть удача сопутствует вам на промыслах!

Надеюсь на новую личную встречу с вами на 18-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы», которая запланирована на 9–10 ноября этого года в гостинице «Отель Novotel Москва Сити». Регистрация открыта на сайте www.cttimes.org.

Программа технических секций традиционно ожидается весьма насыщенной. Участники прошлых конференций знают, что я имею в виду. Программный комитет, как всегда, отберет доклады, отражающие самые актуальные инновации высокотехнологичного нефтегазового сервиса. Получить свежую информацию очень важно, потому что российский рынок сегодня для успешного продолжения работ требует новых, дерзких технических и финансовых решений. Хочу отметить, что именно сегменты ГРП и колтюбинга являются драйверами отрасли, не только сохраняющими, но и наращивающими потенциал. Это происходит потому, что даже в самые сложные времена растет спрос на такие высокотехнологичные услуги, и, думаю, в обозримом будущем эта тенденция продолжится.

Наш журнал является соорганизатором конференции, разделяющим ее цели. В осеннем номере (№ 3 (061)) выделяется рубрика «Технологии». В ней вы найдете публикации о положительном опыте разработки и применения эжекторной очистки скважин от СЗАО «Новинка», способах вскрытия колонны при МГРП в зацементированных хвостовиках от ООО «ТаграС-РемСервис», перспективах применения маркерных методов для исследования профилей притоков горизонтальных скважин от компании «ГеоСплит», а также о развитии колтюбинговых технологий в Украине и Беларуси. Обращаю ваше внимание на подборку аннотаций докладов, представленных на конференции SPE/ICoTA 2017 по колтюбингу и внутрискважинным работам, проходившей с 21 по 22 марта 2017 года в моем родном Хьюстоне. Эта публикация – эксклюзив. Данные материалы на русском языке вы найдете только в нашем журнале.

Как всегда, содержательны «Перспективы» и «Практика». Не пропустите!

А я хотел бы остановить ваш взгляд также на рубрике «БК в социальных сетях». У журнала есть собственная страница в Twitter (<https://twitter.com/cttimesdotorg>) и Facebook (<https://www.facebook.com/groups/coiledtubing/permalink/1655356284509282/>). Однако наша самая многочисленная аудитория собрана в LinkedIn. Группа нашего журнала (<https://www.linkedin.com/groups/2244679>) активно развивается и растет. На данный момент она насчитывает уже более 5,7 тысячи участников из России, США, Канады, Ближнего Востока, стран Латинской Америки и Азиатско-Тихоокеанского региона. Рост и сплоченность наших рядов красноречиво свидетельствуют о том, что профессионалы держатся вместе даже тогда, когда политики не находят общего языка.

Если вы еще не с нами, присоединяйтесь!

Рон Кларк

EDITORIAL

Dear colleagues! Congratulations on the Day of Oil Worker! May your work in the field be successful!

I hope to meet you in person again at the 18th International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference which is scheduled to be held this year on November 9–10 at Novotel Hotel Moscow City. Registration is open at www.cttimes.org.

We expect the technical sessions to have busy agendas as has always been the case. Those who participated in the previous conferences know what I mean. The programme committee will, by tradition, select the reports covering the most recent innovations in high-technology oil and gas service. It is of vital importance to obtain up-to-date information because the current Russian market requires new and daring technical and financial solutions to maintain its success. I would like to mention the sectors of hydraulic fracturing and coiled tubing as the major industry driving factors which keep expanding without losing their potential. Their progress is based on the ever growing demand for high-technology services which is not affected by hard times and I believe this tendency to remain unchanged in the near future.

Our journal, being one of the hosts of the conference, gives full support to its objectives. The highlight of our autumn issue (No. 3(061)) is the Technologies column. There you will find publications on the successful development and application of the ejector well cleanout by Novinka CJSC; the techniques for casing opening during multi-stage hydraulic fracturing in cemented liners by TagraS-RemService LLC; the prospects for the implementation of marker technologies for production logging in horizontal wells by GeoSplit Company; and the development of coiled tubing technologies in Ukraine and Belarus. Please, make sure to look through our selection of abstracts from the reports presented at the Coiled Tubing & Well Intervention Conference & Exhibition held by SPE/ICoTA on March 21–22 in my hometown Houston. These materials are exclusive. Their Russian texts are published only by our journal.

Prospects and Practice columns are, as always, packed with information. Don't miss them!

Let me also remind you of our column CTT in Social Networks. The journal has its own page in Twitter (<https://twitter.com/cttimesdotorg>) and Facebook (<https://www.facebook.com/groups/coiledtubing/permalink/1655356284509282/>). However the majority of our readers visit LinkedIn. Our group (<https://www.linkedin.com/groups/2244679>) never stops growing. Currently, it comprises over 5.7 thousand participants from Russia, the US, Canada, the Middle East, Latin America and Asia Pacific Region. The activity and team spirit of our supporters prove that experts hold together even when politicians fail to find common ground.

If you haven't joined us yet, you are welcome!

Ron Clarke

ПЕРСПЕКТИВЫ

6 Навстречу 18-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы»

12 На пике технологий (Беседа с **К.В. Бурдиным**, председателем российского отделения ICoTA (ICoTA-Россия), к. т. н., главным инженером департамента по ремонту скважин с ГНКТ компании «Шлюмберже»)

18 Секция ICoTA-Россия в технической программе MIOGE-2017



22 Майкл Стоппард Глобальные тенденции в газовой отрасли

ТЕХНОЛОГИИ

26 С.А. Атрушкевич Эжекторная очистка скважин. Опыт разработки и применения

28 Р.М. Ахметшин Способы вскрытия колонны при МГРП в зацементированных хвостовиках



34 Кирилл Овчинников, Андрей Гурьянов, Павел Бузин, Александр Каташов, Олег Дубнов, Руслан Агишев, Максим Бардин, Марат Зайдуллин
Перспективы применения маркерных методов для исследования профилей притоков горизонтальных скважин

50 Константин Яровой Колтюбинг в ПАО «Укргаздобыча» (Краткий обзор)



54 А.Н. Кобец Колтюбинговые технологии в РУП «Производственное объединение «Белоруснефть»

60 Аннотации докладов, представленных на конференции и выставке SPE/ICoTA 2017 по колтюбингу и внутрискважинным работам (Часть 2)

ПРАКТИКА

68 Наше оборудование не простаивает, мы всегда находим нужные объемы (Беседа с **А.В. Новичковым**)



74 Наша основная деятельность – геофизический сервис (Беседа с **Ю.П. Казанцевым**)

НЕФТЕПРОМЫСЛОВАЯ ХИМИЯ

76 Материалы IV Международной (XII Всероссийской) научно-практической конференции «Нефтепромысловая химия»

ОБОРУДОВАНИЕ

84 В.С. Бугров, В.Р. Кучуков, А.А. Топорков, М.З. Мадиев Роботизированные системы Welltec для ГТМ на геофизическом кабеле

МАТЕРИАЛЫ

86 А.В. Можжерин, А.Ю. Коржавин Эволюция пропантa BORPROP

92 Инженерная группа компании «ТД «ЭКОНО-ТЕХ»: Разработка – внедрение – применение принципиально новых инкапсулированных деструкторов для жидкостей гидроразрыва пласта



КОЛОНКА ЧЛЕНА РЕДАКЦИОННОГО СОВЕТА

100 Ю.А. Балакиров Чудо всегда рядом (и другие этюды)

102 Конференции и выставки

«ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА» В СОЦИАЛЬНЫХ СЕТЯХ

106 Выбор забойных двигателей и поставщиков

110 Красота месторождений

(Фотографии предоставлены РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина)



PROSPECTS

6 Towards the 18th International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference

12 At the Peak of Technology

(Interview with **K. Burdin**, the chairman of ICoTA-Russia, the chief engineer of the Schlumberger Coiled Tubing Well Services department, Ph.D.)

18 Section of ICoTA-Russia in the Frame of MIOGE 2017

22 Michael Stoppard

Global Gas Trends

TECHNOLOGIES

26 Sergei Atrushkevich

Ejector Well Cleanout. Experience and Application

28 R. Ahmetshin

Techniques for Casing Opening during Multi-Stage Hydraulic Fracturing in Cemented Liners



34 Kirill Ovchinnikov, Andrey Gurianov, Pavel Buzin, Aleksander Katashov, Oleg Dubnov, Ruslan Agishev, Maksim Bardin, Marat Zaidullin

Implementation of Marker Technologies for Production Logging in Horizontal Wells

50 Konstantin Yarovoy

Coiled Tubing Technologies in PAO Ukgazdobycha (Brief review)

54 A. Kobets

Coiled Tubing Technologies in RUP Production Association "Belorusneft"



60 SPE/ICoTA Coiled Tubing & Well Intervention Conference & Exhibition 2017 Abstracts (Part 2)



PRACTICE

68 Our Equipment Is Not Idle, We Always Find the Right Amount of Work

(Interview with **A. Novichkov**)



74 Our Main Activity Is Geophysical Service

(Interview with **Y. Kazantsev**)

MATERIALS

92 Engineering department at «TD ECONO-TECH»:

Development – Implementation – Application of Totally New Encapsulated Breakers for Hydraulic Fracturing Fluids

COILED TUBING TIMES IN SOCIAL NETWORKS

106 Choice of Motors and Motor Providers

110 The Beauty of Oilfields

(The photos are published by courtesy of Gubkin Russian State University of Oil and Gas)

18-я Международная научно-практическая конференция «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы» The 18th International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference

При поддержке Министерства энергетики РФ



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

**Конференция состоится 9–10 ноября
2017 года в Москве.**

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

Официальная поддержка: Министерство энергетики Российской Федерации.

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

Структура мероприятия: на 9–10 ноября запланированы шесть технических секций.

Их тематика:

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

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

10 ноября. Круглый стол «Высокотехнологичный нефтегазовый сервис в современных условиях: технологии и оборудование».

9–10 ноября. Выставка. Будут представлены продукция и/или технологии компаний-участниц.

**The conference will be held on November
9–10, 2017 in Moscow.**

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

Supported by the Ministry of Energy of the Russian Federation

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

Structure of the event: six technical sessions are planned for November 9–10.

Topics of the sessions:

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

November 9. Welcome Reception.

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

November 10. Round table «High-tech oilfield service in the present-day context: technologies and equipment».

November 9–10. Exhibition. Products and/or technologies of the participating companies will be presented there.

Working languages are either Russian or English.

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

The 18th International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference

При поддержке Министерства энергетики РФ



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

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

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

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

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

На 18-й конференции будут предоставлены все условия для продуктивного как формального, так и неформального кулуарного общения специалистов в процессе кофе-брейков, фуршета и торжественного приема. Вы сможете обсудить актуальные проблемы с коллегами из ведущих компаний, побеседовать с англоязычными участниками конференции с помощью квалифицированных переводчиков.

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

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

Информация о спонсорских возможностях высылается по запросу.

E-mail: cttimes@cttimes.org

Тел. +7 (495) 481-34-97 (доб. 102)

Моб. +7 (968) 356-34-45

Факс: +7 (499) 788-91-19

www.cttimes.org

Контактное лицо: Екатерина Сакович,
менеджер по организации конференции.

Simultaneous interpretation will be provided.

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

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

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

At the 18th conference you will have a possibility to communicate with colleagues both in formal and informal surroundings (during coffee breaks, standing buffet or evening party). You will be able to discuss timely topics and problems with the specialists of the presented leading oil and gas companies. Our interpreters are always ready to help with linguistic barrier breaking.

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

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

Information about Sponsorship Packages is available upon request.

E-mail: cttimes@cttimes.org

Tel. +7 (495) 481-34-97 (ext. 102)

Mobile: +7 (968) 356-34-45

Fax: +7 (499) 788-91-19

www.cttimes.org/en/

Contact person: Jekaterina Sakovich,
Conference Manager

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

We look forward to meeting you!
Organizing Committee

Coiled/tubing times

ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА
ВРЕМЯ ГРП

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



КОЛТЮБИНГ –
это инструмент,
преображающий все
внутрискважинные работы

www.cttimes.org

Индекс в подписном каталоге «Роспечать» – 84119



РЕГИСТРАЦИОННАЯ ФОРМА

18-я Международная научно-практическая конференция
«КОЛТЮБИНГОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ, ГРП, ВНУТРИСВЯЖИНЫЕ РАБОТЫ»

9–10 ноября 2017 г.

Россия, Москва, гостиница «Новотель» (Пресненская наб., 2, ст. м. «Деловой центр», «Выставочная»)

1. Пожалуйста, заполните регистрационную форму. *Поля, обязательные для заполнения

*Фамилия *Написание по-английски
*Имя *Написание по-английски
*Отчество
*Должность
Написание по-английски
*Компания
*Адрес электронной почты *Телефон
*Факс
Почтовый адрес

2. Пожалуйста, отметьте формат участия: конференция, выставка.

9–10.11.2017 – КОНФЕРЕНЦИЯ

Регистрационный взнос
Для делегатов..... 70 800 руб. ☐
Для докладчиков (доклады нерекламного характера)..... 63 720 руб. ☐
Характер доклада определяет программный комитет конференции
При регистрации 3-х и более участников от одной организации – скидка 7%
Регистрационный взнос с одного человека65 844 руб. ☐
Для участников конференций 2009–2016 гг. – скидка 5%
Регистрационный взнос с одного человека.....67 260 руб. ☐

Регистрационный взнос включает: участие делегата в технических секциях, кофе-брейках, обедах, ужинах, вечернем приеме, посещение выставки, а также раздаточные материалы конференции и презентации докладчиков на flash-носителе.

Для заочных участников..... 11 800 руб. ☐

Все цены включают НДС (18%)

Пожалуйста, укажите формат участия и укажите сумму выбранного Вами регистрационного взноса:

	Формат	Сумма
Делегат конференции		
Делегат конференции – докладчик		
Заочный участник конференции		

Гостиница «Новотель»

Адрес: Россия, Москва, гостиница «Новотель»
(Пресненская наб., 2, ст. м. «Деловой центр»,
«Выставочная»)

Бронирование номеров: +7 495 705-94-86

APPLICATION FORM
The 18th International Scientific and Practical
COILED TUBING, HYDRAULIC FRACTURING AND WELL INTERVENTION CONFERENCE
November 9–10, 2017

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

Please, fill in the application form. *Mandatory fields

*Last Name

*First Name

*Position

*Company.....

.....

*E-mail

*Telephone

*Fax

Mail

Please, select your participation option: conference, exhibition.

9–10.11.2017 – CONFERENCE

Registration fee:

For delegates..... \$1490 ☐

For reporters (Non-advertizing reports).....\$600 ☐

The nature of the report is defined by the Program Committee of the conference

3 or more participants from one organization have a 7% registration discount

Registration fee for one person\$1380 ☐

The participants of the conferences in 2009–2016 have a 5% registration discount

Registration fee for one person/\$1410 ☐

Registration fee includes: participating in the technical sections, coffee breaks, lunches, dinners and evening reception, touring of the exhibition as well as getting conference handouts and presentations of reports on a flash-drive.

All prices include VAT

Please, select your participation option and registration fee:

	Option	Price
Delegate of the conference		
Delegate and reporter of the conference		
Correspondent participant of the conference		

Novotel Hotel

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

Reservation service: +7 495 705-94-86



Локальная поддержка для Ваших растущих потребностей

Quality Tubing – мировой лидер в производстве колтюбинговых труб с 40-летним стажем – готов поддержать быстро растущий российский рынок поставками гибких труб оптимизированного дизайна с местного склада. Мы готовы предоставить наилучшие решения, превосходящие Ваши требования к колтюбинговым трубам даже для самых сложных скважин.

Мы будем рады помочь Вам рационализировать Вашу работу за счет сокращения времени простоя оборудования и затрат.

Для получения дополнительной информации посетите наш сайт nov.com/qualitytubing или напишите нам по адресу qualitytubing@nov.com.

НА ПИКЕ ТЕХНОЛОГИЙ AT THE PEAK OF TECHNOLOGY

На вопросы журнала «Время колтюбинга» отвечает председатель российского отделения ICoTA (ICoTA-Россия), к. т. н., главный инженер департамента по ремонту скважин с ГНКТ компании «Шлюмберже» К.В. Бурдин.

Интервью записано в процессе 17-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы».

Бурдин Константин Валерьевич родился 30 декабря 1976 года в Донецкой области.

С отличием окончил Тюменский нефтегазовый университет по специальности «бурение нефтяных и газовых скважин», специализация КРС. Трудовую деятельность начал в 1999 году помощником бурильщика КРС в Сургутском управлении повышения нефтеотдачи пластов и капитальному ремонту скважин (СУПНП и КРС, ОАО «Сургутнефтегаз»).

В 2003 году защитил диссертацию на соискание степени кандидата технических наук по теме «Разработка и исследование технологий изоляции заколонных перетоков в горизонтальных скважинах с применением гибких труб».

С 2004 года работает в компании «Шлюмберже», где прошел путь от полевого инженера до главного инженера департамента по ремонту скважин с ГНКТ. С 2000 года является постоянным участником Международных научно-практических конференций «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы». Автор более 30 статей по данной тематике.

«Время колтюбинга»: Константин Валерьевич, Вы на протяжении многих лет принимаете самое активное участие в Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы». Не могли бы Вы одной фразой определить миссию этого мероприятия?

Константин Бурдин: Конференция «Колтюбинговые технологии, ГРП,



«CT Times» is answered by the chairman of ICoTA-Russia, the chief engineer of the Schlumberger Coiled Tubing Well Services department Ph.D. K. Burdin.

The interview was recorded during the 17th International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference.

Konstantin Burdin was born on December 30, 1976 in Donetsk region. He holds a degree with distinction from Tyumen O&G University, on specialty "Drilling O&G Wells and Well Workover". In 1999 he started his professional career as an assistant workover driller in Surgut Department of Oil Recovery Enhancement and Well Workover.

In 2003 he defended a dissertation for Doctor of Engineering degree. The thesis was entitled "Development and Research of Behind-the-Casing Flows Isolation Technologies with CT application".

He has been working for Schlumberger since 2004, where his career progressed from the position of a design engineer to coiled tubing geomarket technical engineer. He is a constant participant of the International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conferences from the year of 2000. Contributor to 30+ technical papers on the subject.

Coiled Tubing Times: Konstantin, you've been taking an active role in International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference for many years. Could you single out the mission of this event with one phrase?

Konstantin Burdin: The conference "Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention" is a mirror of all the newest service trends in the oil and gas industry, reflecting the global picture, not only in Russia but also abroad.

CTT: Could you describe these trends in more detail for our readers?

внутрискважинные работы» – зеркало всех новейших сервисных тенденций в нефтегазовой индустрии, отражающее глобальную картину не только в России, но и за ее пределами.

ВК: Не могли бы вы подробнее описать эти тенденции для наших читателей?

К.Б.: Ни для кого не секрет, что в кризисные периоды снижения цены на нефть все стараются снизить затраты на единицу добываемой продукции, и, конечно же, это стимулирует развитие экономически эффективных технологий, технологических прорывов. Таких примеров в истории было немало, начиная с появления колеса, двигателя внутреннего сгорания и т.д., в наше время, в первую очередь это развитие многостадийного ГРП (МГРП) и, как наиболее быстрого и оптимального метода интенсификации, востребованного операторами, в том числе одного из последних вариантов – МГРП без подъема колтюбинга во время проведения ГРП. С трибуны конференции были озвучены три серьезных доклада по этой тематике. Сегодня есть только несколько сервисных компаний, осуществляющих такие операции на территории России. Успевшие сделать одну или несколько успешных работ доложили о своих результатах. Мое мнение – данное направление будет развиваться, и в 2017 году таких примеров будет гораздо больше.

Следующее направление развития – это собственно управляемые муфты МГРП. Практически все заказчики хотят иметь возможность проведения повторного ГРП, в том числе на горизонтальных скважинах, иметь возможность отключения портов, в которых возможен прорыв воды или газа. Поэтому управляемость портами не только остается, но и становится все более востребованной, поскольку структура запасов, как известно, с каждым годом не улучшается. При этом существует фонд уже построенных скважин, более 1500 скважин с горизонтальными окончаниями, в которых МГРП проводился с изоляцией стадий ГРП шарами, и сегодня всего у двух компаний в России есть опыт и технологии проведения повторных МГРП на данных скважинах с химическими отклонителями. Также хотелось бы отметить технологии, которые находятся в стадии ОПР, – МГРП будут двигаться в направлении использования растворимых компоновок изоляции между стадиями ГРП. Уже практически все перешли на растворимые шары, следующий этап – седла либо деградируемые пробки. Ведется интенсивная работа по оптимизации затрат

Конференция «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы» – зеркало всех новейших сервисных тенденций в нефтегазовой индустрии, отражающее глобальную картину не только в России, но и за ее пределами.

The conference "Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention" is a mirror of all the newest service trends in the oil and gas industry, reflecting the global picture, not only in Russia but also abroad.

К.В.: It's not a secret that during the crisis periods, when oil price drops, operators are trying to reduce costs of production, that encourages the development of cost-effective technologies, technological breakthroughs. There have been many examples in history starting from the appearance of the wheel, Internal combustion engine, etc. Today, for well services, this is cultivation of multi-stage hydraulic fracturing (MSF) as the fastest and rational

method of intensification, including one of the latest option – MSF with coiled tubing (CT) in the well during hydraulic fracturing. That state was supported by three valuable reports during conference. Today, only few service companies have carried out such operations in Russia, and reported their results. In my opinion this direction will develop, and in 2017 there will be many more such examples.

The next direction of development is the controllable MSF ports themselves. For operators it's important to have the possibility of wells re-fracturing, including horizontal wells, to be able to close ports, that has a breakthrough of water or gas. Therefore, control of the ports not only remains, but also becomes more and more in demand, as the structure of reserves does not improve every year. At the same time, there is a fund of already completed wells, more than 1500 wells, with horizontal laterals where ball-drop MSF was carried out, and today only two companies have experience and technologies for conducting re-fracturing at these wells with chemical diverters in Russia. I would also like to note the technologies that are in the stage of pilot implementation – usage of degradable MSF completion technologies. Almost all service companies have already switched to degradable balls, the next stage would be degradable seats, or plugs. Intensive work is underway to optimize the costs of the MSF and, in this connection, operators are looking for MSF options without CT. While at the same time CT is still remaining indispensable, for interventions in long horizontal laterals for example in case of screenout. Thus, I would single out as the main development directions – controllable MSF ports, re-fracturing, and MSF with CT in the well while fracturing through CT-tubing annulus.

CTT: How much does the program of this conference reflect exactly the cutting edge of

на проведение МГРП, и в этой связи все более востребованы системы заканчивания МГРП без колтюбинга, при этом колтюбинг останется незаменимым, поскольку с помощью гибкой трубы осуществляется доступ в горизонтальные скважины в случае того же «Стопа». Таким образом, я бы выделил в качестве основных направлений развития управляемые порты, повторные ГРП, а также МГРП без подъема колтюбинга на поверхность с закачкой по межколлонному пространству.

ВК: Насколько программа нынешней конференции отражает именно передний край развития нефтесервиса?

К.Б.: Конференция собрала представителей всех основных игроков рынка – крупнейших заказчиков, нефтесервисные предприятия, производителей оборудования и представителей науки, в том числе зарубежных. Здесь были представлены работы, которые закончены буквально вчера, то есть докладчики приехали со скважины, говорили о том, что сегодня самое-самое, о том, что находится на пике технологий – что было в России впервые применено в этом году. Конечно, если бы не кризис, то мы бы увидели еще больше участников с яркими докладами. Я знаю, что многие хотели сюда приехать, но не получилось попасть по финансовым либо организационным причинам. И тем не менее количество участников выросло по сравнению с прошлым годом, а значит, выбранное направление развития правильное и интерес будет только расти.

ВК: Несколько лет назад в интервью нашему журналу Вы высказали мнение, что конференция должна стать площадкой для обмена информацией между заказчиками и подрядчиками высокотехнологичных работ. К слову, тогда наблюдалось значительное превышение числа подрядчиков по сравнению с числом заказчиков. На нынешней конференции заказчиков, как мы можем видеть, очень много. Как Вы оцениваете такую тенденцию?

К.Б.: Да, это действительно так, появился интерес у заказчиков, крупных нефтегазовых операторов, к этому мероприятию. Причем многие из них посещают конференцию ежегодно, на протяжении последних 3–5 лет и считают ее целевым событием. Всероссийская конференция SPE – тоже целевая, но там очень большое количество тематик, ядро которых составляют все-таки разведка и добыча. А «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы» – именно сервисная конференция. Это знаковое событие, которое пропускать нельзя, и все доклады, которые мы за эти два дня прослушали, отражают самые последние достижения в данной профессиональной области.

Я бы выделил в качестве основных направлений развития управляемые порты, повторные ГРП, а также МГРП без подъема колтюбинга на поверхность с закачкой по межколлонному пространству.

I would single out as the main development directions – controllable MSF ports, re-fracturing, and MSF with CT in the well while fracturing through CT-tubing annulus.

the development of the oilfield service?

К.Б.: The conference brought together representatives of all major market players – major customers, oilfield services companies, equipment manufacturers and representatives of science, including guests from other countries. Here were presented the works that were finished just yesterday, that means that speakers came just from the wellsite,

and shared with others what was used in Russia for the first time this year and what is at the peak of technology. Of course, if not crisis, we would see even more participants with bright reports. I know that many people wanted to come here, but could not get for financial or organizational reasons. And yet, the number of participants has increased compared to last year, which means that the chosen direction of development is correct and the interest will only grow.

CTT: Several years ago, in an interview with our magazine, you expressed the opinion that the conference should become a platform for information exchange between customers and contractors of high-tech work. By the way, that time there was a significant excess of the number of well services companies in comparison with the number of operators. At this conference, we can see a lot of operators' representatives. How do you assess this trend?

К.Б.: Yes, this positive trend could be seen, interest appeared among customers, large oil and gas operators, for this event. Moreover, many of them attend the conference annually, during the last 3 to 5 years and consider it as a target event. Russian chapter of SPE Conference is also targeted, but there is a very large number of topics, where the core interest is still exploration and production. While "Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention" is the service conference. This became a significant event that can not be missed, and all the reports that we heard over these two days reflect the latest achievements in this field of interest.

CTT: What recommendations would you give to the organizers of the next conference,

ВК: Какие рекомендации Вы бы дали организаторам следующей конференции, учитывая опыт нынешней и предыдущих?

К.Б.: Прежде всего хотелось бы получить обратную связь от большей части участников нынешней конференции. В идеале – от всех. Хотелось бы получить рекомендации, пожелания, возможно, темы для будущих докладов, проблематику. Считаю, что активное участие в формировании программы будущей конференции должны принимать наши уважаемые заказчики, нефтегазодобывающие компании, потому что именно они являются конечными потребителями услуг и от кого, как не от них, должны исходить задачи, векторы, направляющие развитие технологий. Предстоящую конференцию, считаю, логично будет начать с выступлений представителей наиболее значимых российских заказчиков – крупнейших нефтегазовых компаний «Роснефть», «Газпром», «Газпром нефть», «ЛУКОЙЛ», «Новатек» – чтобы заказчики в своих презентациях описали основную проблематику работ на месторождениях, те точки, в которых они видят применимость, потребность колтюбинга, ГРП и стимуляции скважин. А сервисные компании и компании – производители оборудования, исходя из своих возможностей, смогли бы предложить пути решения поставленных задач в процессе конференции.

ВК: «Шлюмберже» в третий раз подряд названа «Лучшей международной компанией в России и СНГ» по версии ICoTA-Россия. Какова политика компании по продвижению своих технологий в России?

К.Б.: Да, спасибо за эту награду, компания «Шлюмберже» является флагманом на рынке новых технологий. За долгие годы работы на сервисном рынке у компании выработаны стандарты, многие из которых стали отраслевыми. Ни для кого не секрет, что «Шлюмберже» – на сегодня самая крупная нефтесервисная компания, представленная в мире, у которой колоссальный объем инвестиций в разработку новых технологий. Большое количество новых технологий по стимуляции скважин ГРП разрабатывается непосредственно в России на территории нашего научного центра разработок, находящегося в Новосибирске, к примеру, всем уже известная технология ГРП с каналами HiWAY. Все новейшие технологии мы, как российский геомаркет, стараемся внедрять, адаптировав для российского нефтесервисного рынка.

ВК: Вы являетесь техническим руководителем колтюбинговой службы в «Шлюмберже» в России и СНГ. Компания традиционно принимает самое активное участие в

taking into account the experience of the current and previous ones?

К.Б.: First of all, I would recommend to receive feedback from most of the participants of this conference. It would be good to receive recommendations, wishes, topics for future reports, issues, etc. I think that active role of conference program preparation should take our customers, oil and gas producing companies. Because they are the final consumers of services and all the tasks, vectors, directing the development of technologies must come from them. I think it would be good to hear from major Russian operators Rosneft, Gazprom, Gazprom-Neft, LUKOIL, Novatek, what are the main problems at their fields, applications where coiled tubing, fracturing and stimulation would give them significant input. And based on that service companies and equipment manufacturers, would be able to offer solutions to the tasks set in the conference process to solve the tasks.

Большее количество новых технологий по стимуляции скважин ГРП разрабатывается непосредственно в России.

A large number of new well services technologies was developed in Russia.

CTT: For the third time in a row, Schlumberger was named the "Best International Company in Russia and the CIS" by the version of ICoTA-Russia. What is the company's vision of its technologies promotion in Russia?

К.Б.: Yes, and first of all, I would like to thank "ICoTA-Russia" for this award. Schlumberger is the flagship in the market of new technologies. And for many years in the service market the company has developed standards, many of which have become industry standards. It's not a secret that Schlumberger is the largest oilfield service company in the world today, which has a huge amount of investment in R&D. And I pleased to note that a large number of new well services technologies was developed in Russia, at scientific development center located in Novosibirsk. Technology of hydraulic fracturing with HiWAY channels is an excellent example of it. Anyway, all the newest technologies introduced in Russia are always adapted to the Russian oilfield services market.

CTT: You are the technical head of the coiled tubing service at Schlumberger in Russia and the CIS. The company traditionally takes the most active part in the "Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference". The reports voiced by company specialists are of great interest. At the current conference, five reports were presented, two of which were presented by you "Case history of injectivity profile determining in MSF well with the use of distributed temperature profile" and "Perforation on coiled tubing

конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы». Доклады, озвучиваемые ее специалистами, вызывают огромный интерес. На нынешней конференции было представлено пять докладов, два из которых – «Опыт работ по определению профиля приемистости в скважине с МГРП по профилю распределенной температуры» и «Перфорация на ГНКТ с кабелем протяженных интервалов в сложных пластовых условиях» – озвучили лично Вы. По какому принципу Вы выбрали именно эти темы?

К.Б.: Совершенно правильно Вы подметили, что, поскольку моя позиция предполагает вовлеченность во все проекты, которые «Шлюмберже» осуществляет по ГНКТ, в принципе я мог бы озвучить любой из представленных докладов. Но мы стараемся, чтобы доклады презентовали именно те инженеры и специалисты, которые непосредственно осуществляли проекты, например, с докладом «Оптимизация процесса МГРП: технология «Premium Port» – система заканчивания для МГРП со сдвижными/закрываемыми муфтами» выступил Анатолий Кичигин. Эти работы были конкретно осуществлены данным инженером, и потому было бы неправильно, если бы о них докладывал кто-то другой. К сожалению, не все смогли найти время и вырваться на данную конференцию. Есть проекты, которые дались нам с определенными сложностями и потребовали намного больших усилий для реализации. Как, например, каспийский проект, где мы делали перфорацию протяженных интервалов на ГНКТ в скважинах с АВДП и сероводородом. У нас достаточно много новых проектов, о которых можно рассказать, но я считаю, что пять докладов от компании «Шлюмберже» – это уже достаточно много. Мы осветили основные направления, которые развиваем по ГНКТ, главные проекты, которые реализуем на территории России и стран Каспийского региона.

ВК: Одним из организаторов конференции является российское отделение ICoTA (ICoTA-Россия). Способствует ли это мероприятие развитию ICoTA-Россия?

К.Б.: Безусловно да. Качественным шагом стало то, что в процессе конференции все желающие имели возможность вступить в российское отделение ICoTA (ICoTA-Россия). Этой возможностью воспользовалась значительная часть участников. Нужно продолжить данную практику и сделать традиционным прием новых членов в организацию в процессе конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы».

ВК: Вы вновь избраны председателем российского отделения ICoTA (ICoTA-Россия). Какие шаги на этом поприще Вы собираетесь предпринять в ближайшее время?

with a cable of extended intervals in complex reservoir conditions". By what principle did you choose these topics?

K.B.: Yes, as you could notice, my position assumes involvement in all projects that Schlumberger is carrying out on CT, and I could voice any of the reports presented. But we believe that projects should be presented by those who was responsible for them. For example, report "Multistage fracturing process optimization: Technology «Premium Port + Jackal» - MSF system with shifted closable sliding sleeves / ports" was presented by Anatoly Kichigin, project engineer who just came from that well. Unfortunately, not everyone could find the time and join this

Качественным шагом стало то, что в процессе конференции все желающие имели возможность вступить в российское отделение ICoTA (ICoTA-Россия).

It was a next step of its development when everyone during the conference had an opportunity to join the Russian branch of ICoTA (ICoTA-Russia).

conference. Today we are carrying a lot of interesting projects and there were some, we faced certain challenges and those required much greater efforts for implementation. For example, the Caspian project, where we did perforation of long intervals on coiled tubing in wells with abnormal high pressures and H₂S. We have quite a lot of new projects that we can talk about, but I

believe that five reports from the Schlumberger are already quite a lot. We have covered the main areas that we are developing, and the main projects that we are implementing in the territory of Russia and the countries of the Caspian region.

CTT: One of the organizers of the conference is the Russian branch of ICoTA (ICoTA-Russia). Does this event contribute to the development of ICoTA-Russia?

K.B.: Of course, yes. It was a next step of its development when everyone during the conference had an opportunity to join the Russian branch of ICoTA (ICoTA-Russia). And this opportunity was used by a significant number of participants. It is necessary to continue this practice and make it traditional to welcome new members to the organization during the "Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference".

CTT: You are just elected chairman of the Russian branch of ICoTA (ICoTA-Russia). What steps are you going to take in the near future?

К.Б.: Планирую продолжать политику популяризации ICoTA в России. У нас появилось большое количество новых членов. Теперь нам надо закрепить успех, показав, в чем основное преимущество членства в ICoTA. А это, прежде всего, доступ к базе данных – к информации конференций текущих и прошедших. Возможно, здесь горизонтом для развития станет общение с SPE, проведение совместных мероприятий, доступ к статьям с грифом SPE. Если сделать по примеру Северной Америки доступ членам ICoTA к статьям SPE, то это станет существенным дополнением к той базе данных, которая имеется у журнала «Время колтюбинга. Время ГРП».

БК: Наш журнал является генеральным информационным партнером ICoTA-Россия. Какую конкретизацию роли журнала в продвижении идей организации Вы бы хотели видеть?

К.Б.: Я думаю, то, что делает журнал, уже достаточно на текущий момент. Возможно, стоило бы в большей мере задействовать сайт www.cttimes.org, организовать форум для членов ICoTA-Россия. С паролем, логином – чтобы можно было контролировать качество сообщений. Онлайн-общение будет приносить свои положительные плоды.

БК: А также стоит развивать странички ICoTA-Россия в социальных сетях.

К.Б.: Да, конечно, все современные инструменты донесения информации, которые можно реализовать, нужно активнее использовать, такие сети, как Twitter, Instagram, LinkedIn и др.

БК: Что, по Вашему мнению, нужно сделать для того, чтобы ICoTA-Россия стала известной и авторитетной организацией?

К.Б.: Здесь изобретать ничего не надо. Есть стандартные, выработанные временем алгоритмы, когда идут от большего к меньшему. Для начала нужно набрать достаточное количество членов, обеспечить массовость. Затем переходить от количества к качеству – продвигать экспертное сообщество членов ICoTA-Россия, делать интервью, обеспечить членов сообщества качественной новостной информацией. Проводить большее количество мероприятий, помимо конференции, тренинги, семинары, выездные лекции и т.д. Когда у нас будет сформированное, признанное экспертное сообщество и люди, которые своим авторитетом укрепят организацию, то и ее престиж, несомненно, повысится. Конечно, над всем этим нужно работать, и я вижу здесь свою миссию как председателя российского отделения ICoTA (ICoTA-Россия) тоже.

Вела беседу Галина Булыка, «Время колтюбинга»

К.Б.: I am planning to continue the policy of popularization of ICoTA in Russia. We have a large number of new members. Now we need to consolidate the success, showing what is the main advantage of membership in the ICoTA. And this, first of all, access to the database - to the information of current and past conferences. Perhaps here the horizon for development will be communication with SPE, joint events, access to articles with the signature stamp SPE. If we will open an access to ICoTA members for SPE articles following the example of North America, this will be a significant addition to the «CT Times» database.

CTT: Our magazine is the general information partner of ICoTA-Russia. What concretization of the role of the journal in promoting the ideas of the organization would you like to see?

К.Б.: I think that «CT Times» already is doing a lot for the moment. Perhaps, it would be worthwhile to use the website www.cttimes.org to a greater extent, to organize a forum for ICoTA-Russia members. With a password, login – so you can control the quality of messages. Online communication will definitely bring positive results.

CTT: And also it is worth developing the pages of ICoTA-Russia in social networks.

К.Б.: Yes, of course, all modern tools for delivering information that can be implemented need to be used more actively, such networks as Twitter, Instagram, LinkedIn, etc.

CTT: What do you think should be done to make ICoTA-Russia a well-known and authoritative organization?

К.Б.: There is nothing to invent here. There are standard, time-worked algorithms when they go from bigger to smaller. To begin with, you need to get enough members, to ensure mass. Then go from quantity to quality - promote the expert community of ICoTA-Russia members, do interviews, provide community members with quality news information. Conduct more events in addition to the conferences, such as trainings, seminars, visiting lectures, etc. When we have a well-formed, recognized expert community, and people who will strengthen their organization with authority, their prestige will undoubtedly increase. Of course, we need to work on all this, and I see my mission here as the chairman of the Russian branch of ICoTA (ICoTA-Russia).

Interviewer – Halina Bulyka, Coiled Tubing Times

Секция ICoTA-Россия в технической программе MIOGE-2017

Section of ICoTA-Russia in the Frame of MIOGE 2017



В МВЦ «Крокус Экспо» под эгидой российского отделения Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA-Россия) в рамках технической программы 14-й Международной выставки «НЕФТЬ И ГАЗ»/MIOGE-2017 29 июня 2017 года была организована секция «Технологии и оборудование для высокотехнологичного нефтегазового сервиса».

Информационную поддержку мероприятия осуществляла редакция научно-практического журнала «Время колтюбинга. Время ГРП».

В качестве модератора секции выступил председатель российского отделения ICoTA (ICoTA-Россия) Константин Бурдин.

Программа секции включала порядка двух десятков докладов, посвященных заявленной тематике. Основной акцент был сделан на самые прогрессивные и многообещающие технологии.

С докладом «Актуальные технологии применения гибкой трубы при освоении и исследовании скважин» выступил Сергей Ключков, заведующий отделом РИТ БелНИПИнефть РУП «ПО «Белоруснефть». В центре сообщения была представлена технология SKIF®, основанная на создании в интервале продуктивного коллектора системы разветвленных дренажных каналов протяженностью до 100 м на разных уровнях в заданных направлениях (до 6–8 каналов на одном уровне, в зависимости от диаметра обсадной колонны) для увеличения охвата и площади фильтрации пластовых флюидов к стволу скважины.

Докладчик подробно остановился также на технологии ограничения водопритока в боковых стволах многозабойной скважины, позволяющей надежно изолировать обрабатываемый боковой ствол за одну спуско-подъемную операцию колонны НКТ, на инновационном механизме ориентации гибкой трубы, на технологии заправки гибкой трубы геофизическим кабелем с помощью кабельного инжектора, на модульной конструкции регистрирующей кабельной головки (РГГ). Особое внимание было уделено опыту колтюбингового бурения, полученному компанией «Белоруснефть» с помощью системы направленного бурения СНБ89-76М, разработанной СЗАО «Новинка».

Становящуюся все более актуальной тему колтюбингового бурения продолжил в своем докладе «Направленное колтюбинговое бурение» ведущий инженер-конструктор СЗАО «Новинка» Сергей Терешко. Были подробно изложены цели, задачи и результаты совместного проекта, осуществленного РУП «ПО «Белоруснефть», СЗАО «Новинка» и СЗАО «ФИДМАШ», дан состав комплекса для колтюбингового

On June 29, 2017 International Exhibition Centre “Crocus Expo” hosted the 14th International Exhibition “Oil and Gas”/MIOGE 2017. In the frame of this exhibition and under the aegis of the Russian Chapter of the Intervention and Coiled Tubing Association (ICoTA-Russia) a section named “Technologies and equipment for high-tech oilfield service” was organized.

Information support of this event was provided by the editorial board of the scientific and practical Coiled Tubing Times Journal.

Konstantin Burdin, Chair of the ICoTA's Russian Chapter (ICoTA-Russia), took on the role of section moderator.

Section's program included around twenty (20) reports devoted to the declared topic. The main focus was made on the most advanced and promising technologies.

Sergey Klochkov, Head of Department at BelNIPINeft, Belorusneft, presented a report “Present day technologies for coiled tubing application during well survey and completion”. The main emphasis was made on SKIF® technology which is based on creation of multiple drain channels in the production formation interval. Drain channels have a length of up to 100 m (328 ft) and are located on different depths (up to 6–8 channels on a certain depth, depending on the casing OD). The technology allows to increase formation exposure and filtration area of formation fluids.

The reporter also in details described the technology of water control in the sidetracks of multilateral wells. It enables reliable isolation of a sidetrack under treatment in one trip. The technology is based on utilization of innovative device for coiled tubing orientation, unique approach of wireline injection into coiled tubing using a special injector, as well as modular design and logging cable head. A special attention was paid to coiled tubing drilling experience acquired by Belorusneft company during utilization of SNB89-76M directional drilling system designed and developed by Novinka CJSC.

The subject of coiled tubing drilling that is getting more and more popular was also touched by Sergey Tereshko, Lead Design Engineer at Novinka CJSC, in his report “Directional coiled tubing drilling”. He described goals and results of the joint project between Belorusneft, Novinka CJSC and FIDMASH, provided detailed information about the coiled tubing drilling complex and specifications for all types of used equipment.



бурения и технические характеристики всех видов применявшегося оборудования.

Опытom эжекторной очистки скважин поделился главный конструктор – первый заместитель директора СЗАО «Новинка» Сергей Атрushkevich. Система эжекторной очистки предназначена для выполнения операций промывки в горизонтальных скважинах и скважинах с аномально низкими пластовыми давлениями и высоким поглощением жидкости. Данный способ промывки получил распространение в тех случаях, когда проведение промывки с обычной циркуляцией нецелесообразно или невозможно. Метод основан на эффекте эжектирования, создаваемого потоком, имеющим большую скорость течения (струйный насос). Внутрискважинная компоновка имеет гидромониторные сопла для размыва отложений и создания взвеси твердой фазы для последующего его подсоса в эжекторе.

Щедро поделилась опытом компания «Шлюмберже».

Константин Бурдин, к. т. н., технический директор по внутрискважинным операциям компании, озвучил несколько тем. В докладе «Новые технологии технологии МГРП: система заканчивания для МГРП со сдвижными закрываемыми муфтами «Premium Port + Jackal» была дана подробная характеристика оборудования для «Premium Port + Jackal», охарактеризованы преимущества данной технологии в сравнении со стандартным МГРП с шарами, обобщен опыт применения «Premium Port + Jackal» в мире и в Российской Федерации.

Во втором своем докладе «Стимуляция многозабойных скважин с ГНКТ, опыт применения в карбонатных коллекторах» Константин Бурдин подробно рассказал о системе выборочного захода в многоствольной скважине «Discovery MLT», принципах ее работы, области применения и преимуществах использования, а также о кислотных системах, разработанных «Шлюмберже», и о SPARK-платформе. ►

Sergey Atrushkevich, Design Manager and First Deputy Director at Novinka CJSC, shared the experience of ejector well cleanout. The system of ejector well cleanout is designed for performing cleanouts in horizontal wells and wells with abnormally low formation pressure and high loss of circulation. Such cleanout technique is often used in cases when execution of conventional cleanout operation with normal circulation is either impractical or impossible. The technique is based on ejection effect created by the flow that has high velocity (ejector jet pipe). Downhole unit has jet nozzles for sediments washout and creation of suspended solid phase for subsequent suction of it into ejector.

Schlumberger generously shared its experience as well.

Konstantin Burdin, Ph.D., RCA WI Domain Champion for Intervention & Diagnostic / Matrix Stimulation presented several reports. In report “New multi-stage fracturing technologies. Premium Port + Jackal multi-stage fracturing completion system with sliding closable sleeves” he provided detailed specifications of Premium Port + Jackal equipment, shared information about the benefits of it in comparison to conventional multi-stage fracturing systems (that use ball drops), and generalized application experience of Premium Port+Jackal globally and in the Russian Federation particularly.

In his second report “Coiled tubing stimulation of multilateral wells. Case records in carbonate reservoirs” Konstantin Burdin in details told about Discovery MLT system for selective entering into multilateral wells. He also provided information about its operational concepts, application area and benefits, as well as about acid systems developed by Schlumberger and SPARK-platform. ►

Third report of Konstantin Burdin named “New

Используемое оборудование для проведения технологии ГПГ с использованием ГНКТ

Флот ГПГ в состав:
Бассейн
Станция управления
Насосный агрегат
Блок управления
Возможность для газа

Коллекторная установка с ГНКТ
38,1 мм или 44,45 мм



Discovery MLT



Позволяет оценить и оптимизировать при скважинных операциях и эксплуатации в режиме реального времени:
- Необходимости для скважин для гидродинамических методов
- Управление и мониторинг при скважинных операциях и эксплуатации
- Прогнозирование
- Диагностика скважин
- Реализация скважинных работ
- Оценка продуктивности скважин
- Гидродинамические исследования скважин

Муфты ГРП BullDog Frac



Применяется в любых условиях.

Completion & Production Solutions

ГРУППА ФИД

Используемое оборудование



1. Коллекторная установка с ГНКТ (2500м)
2. Установочное оборудование
3. Исследователь ПЗУ (проверка скважин)
4. Насосная установка НСО4 (7-10МПа)
5. Система очистки (автоматическая, гидродинамическая, емкость 2х7,5м³)
6. Внутренняя колонна (0,73мм)



Муфты ГРП BullDog Frac



Значительно меньше аналогов

Completion & Production Solutions

ГРУППА ФИД

ИСПОЛЬЗУЕМОЕ ОБОРУДОВАНИЕ. КОЛЛЕКТОРНАЯ УСТАНОВКА МК30Т



ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	ЕДИНИЦЫ
Производительность	2000 м³/сут
Тяговая сила агрегата	100 т
Скорость для насосной станции диаметром 44,45 мм	6 300
Скорость для насосной станции диаметром 38,1 мм	4 800
Скорость для насосной станции диаметром 31,8 мм	3 200

НЕФТЕСЕРВИСНЫЙ ХОЛДИНГ «ТАГРАС» ООО «Трагас-РемСервис»

Применение технологии ГРП в различных геолого-технических условиях

Евгений Гусев ООО «СинтезСервис» Зав. н.д.

OpenPath Сервис

Охват коллектора вдоль ствола	Диаметровое опускание в ГНС
Контакт с пластом	Система системы нового поколения
Моделирование	Расчет программы интенсификации с учетом требований пласта

PG TECHNOLOGY RELIABILITY EFFICIENCY INTEGRATION Schlumberger

ГРУППА ФИД

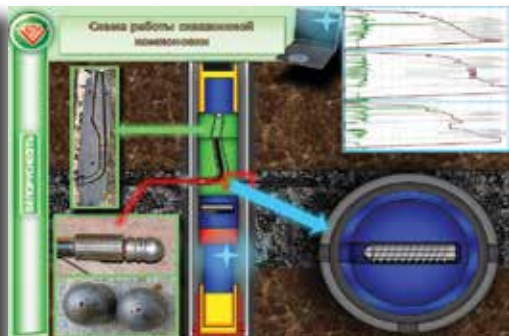
Программно-аппаратный комплекс VisualFrac

VisualFrac IP67 40°C +80°C

VisualFrac - это программно-аппаратный комплекс для управления процессом проведения ГРП.

Реализованы с учетом специфики эксплуатации в регионах СНГ:

- Возможность управления процессом скважинных операций в режиме реального времени
- Максимальная производительность управления на протяжении длительного времени на объекте
- Высокая степень автоматизации процессов на протяжении всей эксплуатации
- Управление со всех точек доступа к оборудованию
- Обеспечение сбора данных, процессов ГРП и интеграция со всеми известными системами баз данных (Oracle, MS SQL, etc.)
- Возможность дистанционного управления или корректировки процесса ГРП посредством беспроводных технологий
- Наличие многоуровневой системы безопасности, включая защиту от несанкционированного доступа
- Надежность работы при температуре от -40°C до +80°C



Производственный процесс и характеристики Laser weld vs. ERW



Active* - связь с забоем на протяжении всей работы

Передовая система связи с забоем

- Диаметр 1,8 мм
- Четыре канала оптоволоконной связи
- Полная защита оптоволоконной системы
- Система оптоволоконной связи, защищенная в ГНКТ

Незаменима в процессе эксплуатации

- Максимальная длина кабеля
- Возможность работы в ГНКТ до 15 м
- Система устойчива к воздействию агрессивных сред
- Минимальный диаметральный шаг скважины 30,000 мм
- Максимальная температура эксплуатации +120 град. C
- Существует варианты с использованием высокотемпературного оптоволоконного кабеля (до 300 C)

«Новые технологии изоляционных работ на ГНКТ с применением расширяемых заплаток», третий доклад К. Бурдина, был сфокусирован на новой технологии: установке заплатки многоразовым раздуваемым пакером. Были даны примеры успешного применения данной технологии для перекрытия перфорированной зоны и для герметизации участков сложной скважины.

Представитель также компании «Шлюмберже» Сергей Верещагин рассказал о технологии интенсификации карбонатных коллекторов «OpenPath Сервис».

«Способы вскрытия колонны при многостадийном ГРП в скважинах с зацементированными хвостовиками» – такой доклад озвучил заместитель директора ООО «ТаграС-РемСервис» – начальник предприятия «АктюбинскРемСервис» – Рубин Ахметшин. Докладчик подробно остановился на особенностях процесса МГРП + ГПП в скважинах с зацементированными хвостовиками, на оборудовании, применяемом для проведения технологии ГПП + ГРП с использованием ГНКТ. Было рассказано о МГРП с кумулятивной и гидромеханической прокалывающей перфорацией в скважинах с зацементированными хвостовиками, дано сравнение прокалывающей перфорации с другими методами перфорации.

С докладом «Применение технологии ГРП в различных геолого-технических условиях» выступил заместитель директора – главный геолог ООО «ЛениногорскРемСервис» Александр Зотов. Компания «ЛениногорскРемСервис» славится успешным проведением ГРП в самых сложных условиях, описанию вариантов которых, а также прогрессивных технических и технологических решений, примененных специалистами, и был посвящен доклад.

Аркадий Голубь, руководитель проектов, NOV Completion & Production Solutions, выступил с докладом «Решения для оптимизации процесса заканчивания». Его основные темы: разрывные муфты BPS, повторный ГРП с помощью компоновки Cup-to-Cup, муфта ГРП BullDog Frac, система BullMastiff MO.

Тематику ГРП продолжил доклад начальника отдела маркетинга CIT (совместный проект с Группой ФИД) Алексея Цимановича «Система управления флотом ГРП. VisualFrac».

Тему оборудования для высокотехнологичного нефтегазового сервиса поддержало выступление д. т. н., генерального директора по России и странам СНГ, SHINDA (TANGSHAN) CREATIVE OIL&GAS EQUIPMENT CO. LTD Павла Егорова «Рентабельная гибкая насосно-компрессорная труба для требовательных применений в нефтегазовой отрасли».

Не остались без внимания и финансовые вопросы, такие как инвестиционные проекты в нефтегазовом комплексе и комплексное страхование для предприятий нефтегазового сектора. Их в сообщениях «Инвестиционные проекты в нефтегазовом комплексе» и «Комплексное страхование для предприятий ТЭК» озвучил Руслан Игилов, коммерческий директор ООО «Техностройлизинг» и вице-президент по работе с предприятиями топливного энергетического комплекса ПАО «САК Энергогарант».

technologies of coiled tubing isolation works with application of expandable clads” was focused on a new technology for setting clads with the help of reusable inflatable packer. He presented examples of successful application of the technology for isolating perforated interval and sealing complex well’s sections.

Sergey Vereschagin who also was representing Schlumberger company told about the OpenPath Service technology for production stimulation of carbonate reservoirs.

“Techniques for casing opening during multi-stage hydraulic fracturing in wells with cemented liners” reports was presented by Rubin Achmetshin, Deputy Director of TagraS-RemService LLC and Director of AktyubinskRemService. The reporter provided a detailed description of peculiarities associated with multi-stage fracturing and jet perforation operations in wells with cemented liners. Information about coiled tubing equipment used during hydraulic fracturing + jet perforation operations was given as well. He told about multi-stage fracturing with cumulative and hydraulic-mechanical piercing perforation in wells completed with cemented liners and provided comparison of piercing perforation with other perforation techniques.

Alexander Zotov, Deputy Director and Chief Geologist of LeninogorskRemService LLC, presented a report “Application of hydraulic fracturing technology in various geology-technical conditions”. LeninogorskRemService company is famous for its successful completion of hydraulic fracturing operations in the most challenging conditions. The report is describing such operations, as well as advanced technical and technological solutions applied.

Arkadiy Golub, Project Manager at NOV Completion & Production Solutions, made a presentation “Solutions for completion process optimization”. The main topics covered in the presentation included BPS (burst port sleeves), re-fracturing using Cup-to-Cup downhole unit, BullDog Frac sleeve, and BullMastiff MO system.

Hydraulic fracturing topic was continued by the report “VisualFrac system for hydraulic fracturing fleet management” presented by Alexey Tsimanovich, Head of Marketing Department, CIT.

Pavel Egorov, Doctor of Technical Sciences, General Director, Russia and CIS countries, SHINDA (TANGSHAN) CREATIVE OIL&GAS EQUIPMENT CO. LTD, supported the topic related to high-tech oilfield service equipment with the report “Cost effective coiled tubing for demanding oil and gas applications”.

Financial questions, such as “Investment projects in oil and gas complex” and “Package insurance for oil and gas companies”, were also covered within the section. Ruslan Igilov, Sales Manager at Technostroyleasing LLC and Vice-President, Energy Complex Companies Interactions, at Energogarant OJSC, presented a couple of corresponding reports.

ГЛОБАЛЬНЫЕ ТЕНДЕНЦИИ В ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ GLOBAL GAS TRENDS

Майкл СТОППАРД, руководитель стратегических исследований по глобальному газу, IHS Energy

Michael STOPPARD, Chief Strategist Global Gas, IHS Energy

Материал подготовлен на основе выступления на Национальном нефтегазовом форуме – 2017.

Поговорим о тенденциях развития мировой нефтегазовой индустрии и о перспективах ее развития на горизонте 30 лет. Уже сегодня в газовой промышленности мира наблюдаются отчетливые тенденции. Здесь, в России, я наблюдаю за тем, как транспортируется газ с востока на запад: развивается идея трубопровода для соединения больших рынков России и Китая; осуществляются более ранние планы, имеющие своей целью прокладку крупного нового трубопровода через Европу на Запад.

А если рассматривать всю отрасль, то нельзя не заметить, что продолжается впечатляющий сланцевый бум в США, положивший начало экспорту СПГ. Появилось также сообщение, сигнализирующее о потенциальных новых объемах СПГ, которые поступят из Катара.

Я собираюсь рассмотреть четыре ключевых момента.

1. Глобальный спрос на газ значительно возрастет, но будет регионально дифференцирован.

Рост спроса в ближайшие 20 лет будет составлять около 2% в год. И очень важно помнить, что спрос на газ будет расти быстрее, чем на нефть. Газ – это растущая в цене акция. К тому же спрос на него будет расти значительно быстрее, чем на уголь, и будет соответствовать или превышать спрос на возобновляемые источники энергии если не в процентах, то в абсолютных цифрах. Газ станет чрезвычайно важным компонентом энергетического баланса.

Тем не менее наблюдаются настораживающие признаки того, что эта тенденция может привести к перераспределению на основном экспортном рынке России – Европе.

Спрос на газ увеличится в США и Китае; ситуация в Европе неясна.

Диаграмма на первом рисунке очень проста. Мы видим рост газа в общей структуре энергопотребления (рис. 1). Но если убрать США и Китай (рис. 2), то мы увидим, что диаграмма стала более усредненной. Рост потребления газа наблюдается в Северной Америке (в Соединенных Штатах) и потенциально в Китае. Интересно, что в обоих случаях это связано с тем, что газ выигрывает



The material is based on Michael Stoppard's speech at the National Oil and Gas Forum 2017, Moscow.

Let us talk about a 30-year lookout on the global O&G industry. There are a lot of things going on in the world's gas industry. I mean, here in Russia I look at the push of gas East to West: the idea of a pipeline to link the great markets of Russia and China to the East; earlier developments to open up a major new pipeline through Europe to the West, a pipeline attempting to push forward.

And if we look further a field, exciting developments continued the shale gas revolution in the United States, beginning significant exports of LNG. There has been an announcement signaling potential new volumes of LNG coming from Qatar.

I am going to picture four key points.

1. Global gas demand to grow strongly, but regionally differentiated.

We are looking at something around 2% compound growth rate for the next 20 years. And it is very important to remember, that gas will grow faster than oil. Gas is the growth stalk. It will also grow significantly faster than coal, by the way, and it will match or exceed renewable energy in absolute terms, if not in percentage of growth. Gas will become an extremely significant component of energy mix.

However, a warning red light is that, that may not be true for the core export market of Russia, Europe, which may be going in a slightly different direction.

Газ – это растущая в цене акция.

Gas is the growth stalk.

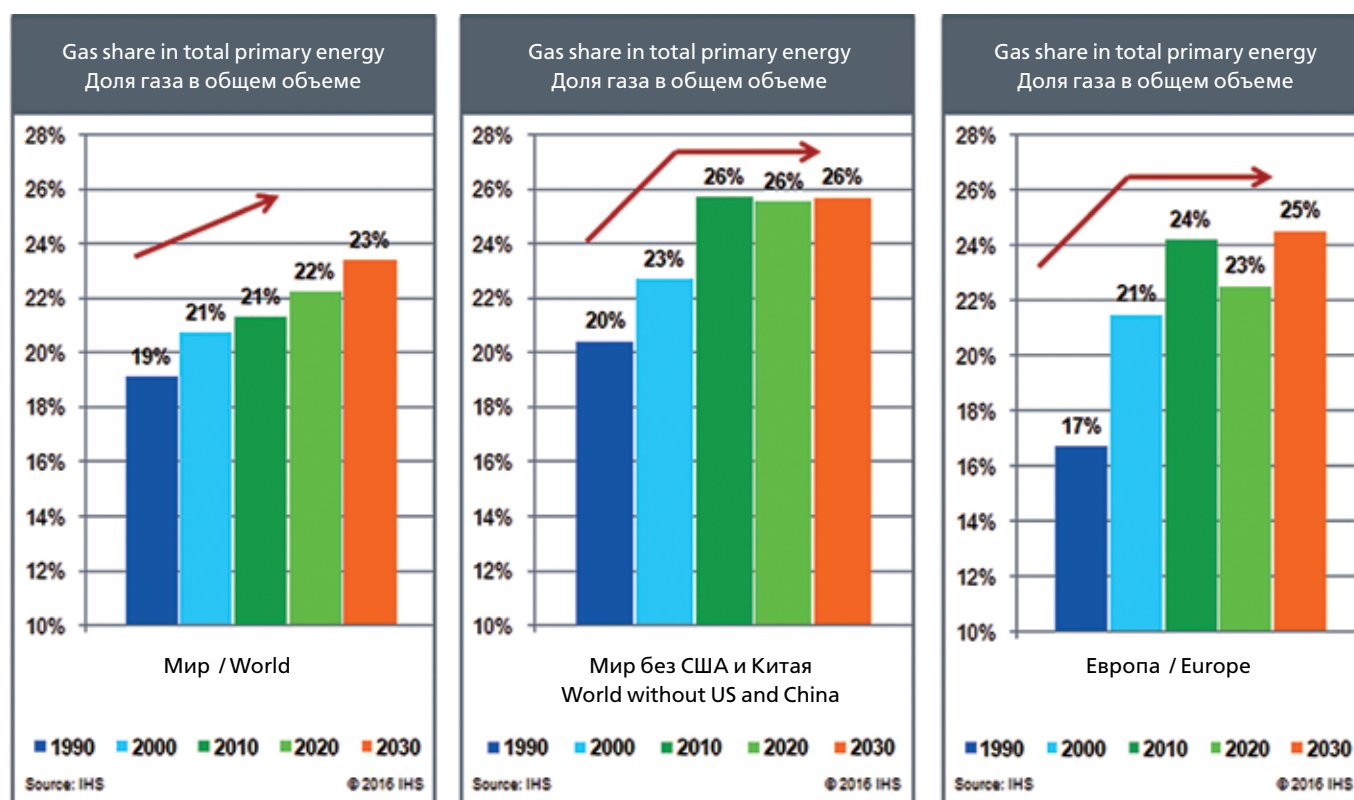


Рисунок 1 – Глобальный спрос на газ значительно возрастет, но будет регионально дифференцирован

Figure 1 – Global gas set to grow strongly but regionally differentiated US and China driving increased gas penetration; Europe unclear

долю рынка угля, но это происходит разными способами. В Соединенных Штатах имеется значительно газифицированная экономика, основанная на газе. В Китае задействовано гораздо большее разнообразие источников энергии, среди которых газ играет свою небольшую, но растущую роль. На третьей диаграмме, прогнозирующей ситуацию в Европе, вы можете видеть, что Европа снизит долю газа в потреблении к 2020 году и увеличит ее к 2030 году. Таким образом, наблюдается значительная неопределенность в отношении будущего газа на ключевом для России экспортном рынке Европы.

2. СПГ будет удовлетворять значительную долю роста потребления газа в странах-импортерах до 2020 года.

На этом этапе будет дерзостью утверждать, что индустрия СПГ в ближайшие четыре года вырастет на 50%, поставщики из Австралии и из Соединенных Штатов завоюют преимущество в конкурентной борьбе.

Но, конечно, было бы ошибкой не указать на то, о чем нередко часто забывают западные СМИ, но что является очень важным для России: развитие рынка СПГ становится все более впечатляющим, и мы увидим, что в следующем десятилетии именно СПГ в наибольшей мере будет удовлетворять растущий мировой спрос на газ.

Слева показан растущий спрос на газ по регионам. Большая синяя область – Китай. Вы можете видеть, что Китай является доминирующим в

The first chart is all very easy. I am looking at the growth of gas in the total prime energy mix (graph 1). But if we take out the US and China (graph 2), we will see, that the gas winning market in the prime energy mix is flattening off. The growth of gas is in the North America, in the United States and it is potentially in China. Interestingly, in both cases it is because of gas is winning the market share from coal, but very different. In the United States we are getting a vastly gasified economy based around gas. In China you have got a much more diversified energies lay with gas playing its small but growing role. If we look at the third graph, this is the case for Europe, and you can see, that Europe has got a decline the share of gas in 2020 and an increase in 2030. So, there is much more uncertainty on the future of gas on the key export market of Europe.

2. LNG will meet a large share of growth in importing countries to 2020.

It is contumely at this point to talk about the fact that the LNG industry will grow by 50% in the next 4 years. And the suppliers coming on from Australia, from the United States, will create a lot more competition.

Of course, it would be a remiss of me to point out what is often overlooked in the western media, but it is also a significant Russian phenomenon with the development of amount of LNG being a very large part of the story of growth of LNG business. And we will see LNG accounting for most growth in global gas demand through the next of this decade.

On the left incremental gas demand by region is shown. The big blue area is China. You can see that

этом процессе. Рост в Северной Америке также значителен. На втором рисунке демонстрируется различие в росте потребления газа между обозначенными красным (самодостаточными) рынками и оранжевым (рынками, которым необходимо импортировать газ). Их соотношение составляет примерно один к одному, но нуждающихся в импорте регионов немного больше. Это хорошие новости. Но такому равновесию угрожает драматический рост СПГ. Вы увидите, что к 2020 году СПГ станет удовлетворять более или менее полный объем глобального спроса на газ, и именно поэтому эксперты очень обеспокоены тем, что в течение следующих пяти лет на газовом рынке весьма возможен избыток предложения. Помимо этого, конкуренция между трубопроводным и сжиженным природным газом, а также газом местного производства станет намного более жесткой.

3. Европа станет точкой баланса глобального газа. Конкуренция между российскими трубопроводами и глобальным СПГ должна увеличиться.

Европа имеет решающее значение для глобального рынка, поскольку она станет отправной точкой для глобальных цен на газ. И если вы хотите спросить себя, какое будущее ожидает глобальные цены на газ, то нужно понимать, что они определяются балансом спроса и предложения на европейском рынке, где российские газопроводные поставки столкнутся с поставками СПГ. И это будет определять основную динамику цен на рынке на ближайшие 5–10–15 лет вперед.

Шесть причин, почему Европа играет эту важную роль:

1. Большой газовый рынок ≈ 500 млрд м³
2. Ликвидный рынок, что означает, что газ может поставляться без долгосрочного контракта или заказчика.
3. Имеется сторонний доступ к инфраструктуре, поэтому выйти на рынок может каждый.
4. Спрос реагирует на цену. Газ может вытеснять уголь, и поэтому цена может снизиться для того, чтобы спрос и предложение соответствовали.
5. Заключены долгосрочные ценовые контракты со значительной гибкостью касательно объемов поставки, которые позволяют модулировать спрос и предложение.
6. В Европе есть существенные недоиспользуемые мощности регазификации, что позволяет вводить СПГ на рынок.

Как трубопроводный газ и СПГ соотносятся в Европе? Очень важным и очень положительным обстоятельством является то, что и российский

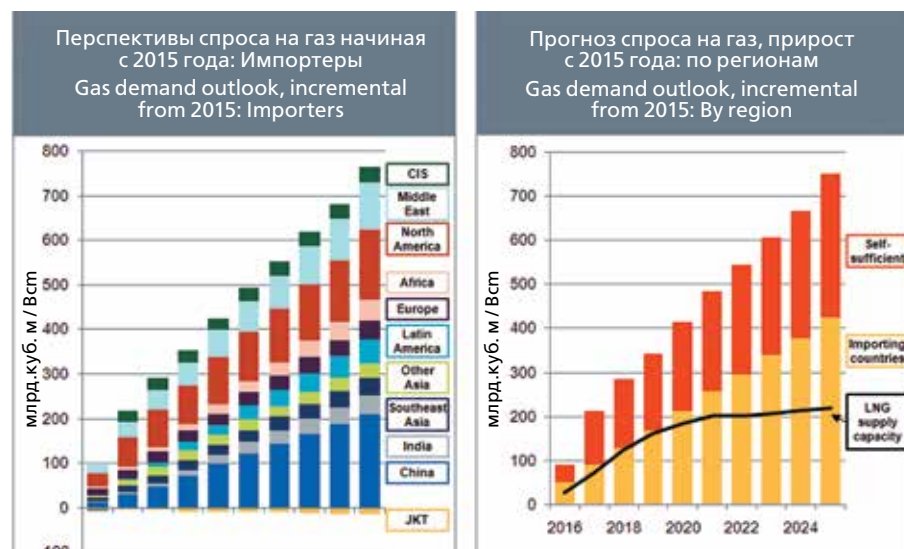


Рисунок 2 – СПГ будет удовлетворять значительную долю роста потребления в странах-импортерах до 2020 года
Figure 2 – LNG will meet a large share of gas demand growth in importing countries to 2020

В следующем десятилетии именно СПГ в наибольшей мере будет удовлетворять растущий мировой спрос на газ.

We will see LNG accounting for most growth in global gas demand through the next of this decade.

China is dominant. North America is also significant. On the left chart the growth between red (self-sufficient markets) and orange (the markets, which need to import gas) is divided. It is about half and half, slightly more importing. That is good news. But the dramatic LNG buildup may lead to disbalance. And you will see that through to 2020 LNG takes more or less the full chunk of global

gas demand growth and that is why people are very worried that we are into a highly possible supply surplus for the next 5 years. Beyond that, much more to play for the next competition available between a pipeline, LNG and indigenous production.

3. Europe will be the balancing point for global gas supply and demand. Competition between Russian pipe and global LNG set to increase.

Europe is critical for global market, because it will be the clearing point for global gas prices. And if you want to ask yourself, what will be the future of global gas prices, it really comes down to working at the supply-demand balance in the European marketplace, where Russian gas pipelines supply will be meeting coming LNG. And it will be a great dynamic in the market over the next 5–10–15 years forward.

Six reasons, why Europe is playing this critical role:

1. Large increased gas market ≈ 500 Bcm.
2. Liquid traded market, which means you can drop the gas in without needing a long-term contract or a customer.
3. We have third party access to the infrastructure, so everybody can enter.

трубопроводный газ, и СПГ могут значительно увеличить долю газа на рынке из-за сокращения добычи природного газа в Европе, а также ввиду того, что запасы норвежского и североафриканского газ в значительной степени исчерпаны. Таким образом, мы наблюдаем существенное увеличение доли как российского газопроводного сырья, так и СПГ в Европе.

Однако я не стал бы называть это противостояние трубопроводного газа и СПГ «войной цен на газ» – любимым выражением журналистов. Я думаю, что на рынке есть место для обоих источников поставок.

4. СПГ США устанавливает новый контрольный ориентир.

В заключение я бы хотел обратить ваше внимание на другие тенденции отрасли на примере Соединенных Штатов. Предполагаю, что СПГ Соединенных Штатов устанавливает новый критерий стоимости для успешной конкуренции на рынке. Однако, на мой взгляд, у России никогда не возникнет проблем, потенциально способных помешать ей конкурировать с той ценовой структурой, которую установит СПГ. Но я думаю, что роль США возрастает, поскольку именно там устанавливаются цены на газ, альтернативные ценам конкурентов.

Анализ, который мы провели в прошлом году и который мы называем «сланцевый газ перезагружен», показывает, что запасы Соединенных Штатов, которые могут разрабатываться менее чем за 4 доллара за 1 млн БТЕ, т.е. менее 150 долларов за 1000 м³, составляют 1400 триллионов кубических футов газа.

Таким образом, в стране, которая не собирается откладывать на долгий срок, существует значительный ресурсный потенциал, а учитывая его текущую чистую стоимость, США захотят монетизировать эти ресурсы.

Это будет определять не только ориентир, с которым нам все больше нужно будет конкурировать, но и, конечно, также альтернативную цену на газ, которая, я думаю, не обязательно будет связана с ценой на нефть. И мы сможем увидеть отделение цены на газ от цены на нефть.

Можно сделать вывод, что рынок газа будет мощно растущим бизнесом. Сланцевый газ меняет правила игры. Мы увидим большой скачок спроса на сжиженный природный газ, и он будет иметь крупные заявки на крупнейшем российском экспортном рынке – в Европе.

Аналитическая группа журнала «Время колтюбинга». **Время ГРП**

Европа станет отправной точкой для глобальных цен на газ.

Europe it will be the clearing point for global gas prices.

4. We have price responsive demand. Gas can displace coal and therefore the price can lower in order for supply and demand to match.
5. We have long-term price contracts with significant volume flexibility, which allow that modulation of supply and demand.

We have substantial underutilized regas capacity in Europe, allowing entry of LNG into the market.

How does pipeline gas and LNG match up in Europe? It is a very important and a very positive message to deliver that both Russian pipeline gas and LNG can significantly increase market share because of the decline of indigenous production of gas in Europe and also the fact that Norwegian and North African gas are pretty much maxed out broadly speaking. So, we are looking at substantial increase in both Russian pipeline gas and LNG in Europe.

Because of the ability of both sources of supply to enter the market, I would not characterize this by that expression beloved of journalists “gas price war”. I think there is room for both sources of supply in the market.

4. US LNG setting a new cost benchmark.

And I would like to finish by turning your attention further a field and look at the United States. And I would like to suggest, that United States’ LNG is setting a new cost benchmark to compete. The great news is that Russia will never have problems whatsoever potentially competing with LNG cost structure. But I think that the US is becoming important as setting the alternative cost and the alternative price, against everyone competes.

Some analysis that we did last year, which we call “shale gas reloaded”, show that United States have 1400 trillion cubic feet of gas that can be exploited at less than 4\$ per 1 million BTU, i.e. less than 150\$ per 1000 m³.

So, there is a significant resource potential in a country that doesn’t think about the long-term future, but its present net value driven, it wants to monetize these resources.

It is not only a benchmark, against which we will increasingly need to

compete, but of course it’s also an alternative oil price, which, I think, is not necessarily linked to the oil price. And we may see further delinkage from the oil price.

In conclusion, I think that gas will be a strong growth business. Shale gas is the game-changer. We will see a strong roll for liquefied natural gas and it will have major applications for the major Russian export market of Europe.

Сланцевый газ меняет правила игры.

Shale gas is the game-changer.

И российский трубопроводный газ, и СПГ могут значительно увеличить долю газа на рынке.

Both Russian pipeline gas and LNG can significantly increase market share.

Analytical Group of the Coiled Tubing Times

Эжекторная очистка скважин. Опыт разработки и применения Ejector Well Cleanout. Experience and Application

С.А. АТРУШКЕВИЧ, главный конструктор – первый заместитель директора СЗАО «Новинка»

Sergei ATRUSHKEVICH, Design Manager and First Deputy Director at Novinka CJSC

Очистке скважин от буровых растворов, песка и других механических примесей при их строительстве и эксплуатации уделяется очень большое внимание. Сейчас широко распространены два основных метода очистки скважин: промывкой и желонками. Но часто применение этих методов не приносит желаемых результатов (например, в скважинах с аномально низкими пластовыми давлениями и высоким поглощением жидкости или в скважинах с протяженными горизонтальными участками). Для работы в таких условиях может быть успешно применена технология эжекторной очистки.

Технология эжекторной очистки скважин основана на эффекте эжектирования, создаваемого потоком, имеющим большую скорость течения (струйный насос). Для циркуляции используется двойная (концентрическая) ГНКТ, где рабочий поток подается вниз по малой ГНКТ, а эжектируемый поднимается вверх по большей ГНКТ. Поток жидкости, прокачиваемый по малой ГНКТ, доходит до внутрискважинной компоновки, где разворачивается и проходит через эжектор, создавая разрежение и подхватывая находящиеся в скважине жидкости и механические примеси. Внутрискважинная компоновка имеет гидромониторные сопла для размыва отложений и создания взвеси твердой фазы для последующего ее подсоса в эжекторе, для чего используется часть прокачиваемой жидкости (примерно 20%). При этом имеется возможность регулировки количества сбрасываемой в скважину жидкости подбором гидромониторных сопел. Это позволяет при необходимости увеличить энергию воздействия на твердые отложения при установке сопел большего диаметра или при установке меньших сопел создавать депрессию на пласт. Гидромониторные сопла также могут быть полностью закрыты, что исключит сброс рабочей жидкости в скважину и позволит перейти в режим откачки скважинной жидкости. В стандартном режиме работы система рассчитана таким образом, что количество жидкости, сбрасываемой в скважину через гидромониторные сопла, соответствует количеству подхватываемой эжектором, таким образом, исключаются поглощения рабочей жидкости пластом и обеспечивается эффективная очистка скважины.

Разработка и изготовление комплекта

Clearing of wells from drilling fluids, sand and other mechanical impurities during their construction and operation is coming into sharp focus. Now two main methods of cleaning wells are widespread: washout and using bailers. But often the application of these methods does not bring the desired results (for example, in wells with abnormally low reservoir pressures and high liquid uptake or in wells with extended horizontal sections). To work in such conditions, ejector cleanout technology can be successfully applied.

The technology of well ejector cleanout is based on the ejection effect created by a flow having a high flow velocity (jet pump). For circulation, a double (concentric) coiled tubing is used, where the working flow is fed down a small coiled tubing, and the ejection is lifted upward along a larger coiled tubing. The liquid flow pumped through a small coiled tubing reaches the downhole unit, where it unfolds and passes through the ejector, creating a vacuum and picking up fluids and mechanical impurities located in the well. The downhole unit has jetting nozzles for eroding sediments and creating a solid suspension for its subsequent sucking in the ejector, for which part of the liquid being pumped (about 20%) is used. In this case, it is possible to adjust the amount of liquid discharged into the well by selecting water jet nozzles. This allows, if necessary, to increase the energy of impact on solid deposits when installing nozzles of larger diameter, or when installing smaller nozzles, create a depression on the formation. Hydraulic jet nozzles can also be completely closed, which eliminates the discharge of working fluid into the well and allows to enter the pumping mode of the borehole fluid. In the standard operating mode, the system is designed in such a way that the amount of fluid discharged into the well through the jetting nozzles corresponds to the amount picked up by the ejector, thus eliminating the absorption of working fluid by the formation and providing efficient cleanout of the well.

The development and manufacture of a set of equipment for ejector well cleanout were carried out in several stages. At the first stage, hydraulic calculations were carried out, downhole unit was developed and tested. At the same time, special attention was paid to the selection of materials and resource tests, since the high velocities of fluid with mechanical impurities have a significant effect on the



Рисунок 1 – Технологическая схема проведения работ

Figure 1 – Technological scheme of work

оборудования для эжекторной очистки скважин проводились в несколько этапов. На первом этапе были проведены гидравлические расчеты, разработана и испытана внутрискважинная компоновка. При этом особое внимание было уделено подбору материалов и ресурсным испытаниям, так как большие скорости движения жидкости с механическими примесями оказывают значительное влияние на износ элементов оборудования. После успешного решения всех вопросов, связанных с внутрискважинным оборудованием, приступили к разработке наземной части. Для обеспечения работы колтюбинговой установки с двойной ГНКТ был разработан и изготовлен специальный узел намотки с двумя вертлюгами. Для обеспечения стабильной платформы инжектора, позволяющей выполнять монтаж и обслуживание скважинного инструмента и выполнение спуско-подъемных операций на скважинах как с вертикальным, так и наклонным (до 45°) устьем, было разработано и изготовлено устьевое сборное основание. Для комплектования после проведения определенных доработок также были использованы: колтюбинговая установка МК20Т, насосная установка Н504, система очистки (емкость 2х7,5 м³, вибросито, гидроциклоны, системы перекачки и отопления). Полный состав комплекса для эжекторной очистки скважин ЭОС1 был сформирован и прошел заводские испытания в декабре 2016 года.

В первом квартале 2017 года были проведены опытные работы на пяти скважинах.

Все скважины, на которых проводились работы, имели протяженные горизонтальные участки (до 1250 м) и градиенты давлений 0,4–0,7. В ходе проведения работ было поднято 8,5 м³ механических примесей, осложнений при проведении работ не было. Среднее время работы на одной скважине (после отработки технологии на первых двух скважинах) составило 72–76 часов. Проведенные работы по промывке забоя с использованием технологии эжекторной очистки признаны успешными. Технология и оборудование отработаны и готовы к дальнейшему промышленному применению. ☉

Таблица 1 – Технические характеристики

Table 1 – Specifications

Расход жидкости через компоновку, л/мин Fluid flow through the downhole unit, l / min	80–108
Давление рабочей жидкости, не более, МПа, Working fluid pressure, MPa, no more than	70
Максимальный диаметр компоновки, мм Maximum diameter of the downhole unit, mm	73
Рабочая жидкость Working fluid	вода water
Зернистость подсосываемой твердой фазы, не более, мм Gravity of the suction solid phase, not more than, mm	2
Диаметры двойной ГНКТ (Quality Tubing), мм Diameters of double coiled tubing (Quality Tubing), mm	50,8 и 25,4
Рабочая температура, не более, °C Operating temperature, no more than, °C	150

wear of the equipment elements. After successfully solving all issues related to downhole equipment, they began to develop the ground part. To ensure the operation of the coiled tubing installation with double coiled tubing, a special winding unit with two swivels was designed and manufactured. In order to provide a stable injector platform that allows installation and maintenance of the downhole tool and the execution of downhole operations on wells with both vertical and inclined (up to 45°) estuaries, a wellhead assembly was developed and manufactured. For recruitment, after certain

Все скважины, на которых проводились работы, имели протяженные горизонтальные участки (до 1250 м) и градиенты давлений 0,4–0,7. В ходе проведения работ было поднято 8,5 м³ механических примесей, осложнений при проведении работ не было.

All the wells on which the work was done had extended horizontal sections (up to 1250 m) and pressure gradients of 0.4–0.7. In the course of the work, 8,5 m³ of mechanical impurities were lifted, there were no complications during the work.

modifications, the following were also used: coiled tubing unit МК20Т, pumping unit Н504, cleaning system (capacity 2х7,5 м³, vibrating screen, hydrocyclones, pumping and heating systems). The complete composition of the EOS1 ejector cleaning complex was formed and passed factory tests in December 2016.

In the first quarter of 2017, experimental work was carried out on five wells.

All the wells on which the work was done had extended horizontal sections (up to 1250 m) and pressure gradients of 0.4–0.7. In the course of the work, 8,5 м³ of mechanical impurities were lifted, there were no complications during the work. The average operating time at one well (after the completion of the technology in the first two wells) was 72–76 hours. The conducted works on bottomhole cleanout using the ejector cleanout technology have been recognized as successful. The technology and equipment have been worked out and are ready for further industrial application. ☉

Способы вскрытия колонны при МГРП в зацементированных хвостовиках

Techniques for Casing Opening during Multi-Stage Hydraulic Fracturing in Cemented Liners

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

R. AHMETSHIN, Deputy Director at TagraS-RemService and Director at AktubinskRemService



Публикация подготовлена на основе презентации, озвученной в программе секции «Технологии и оборудование для высокотехнологичного нефтегазового сервиса», организованной под эгидой российского отделения Ассоциации специалистов по кольтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA-Россия) в рамках технической программы 14-й Международной выставки «НЕФТЬ И ГАЗ»/MIOGE–2017.

Publication is prepared on the basis of presentation given in the framework of section “Technologies and equipment for high-tech oilfield service” organized under the aegis of the Russian Chapter of the

Intervention and Coiled Tubing Association (ICoTA-Russia). The section itself was organized in the frame of the 14th International Exhibition “OIL and GAS”/MIOGE 2017.

Предприятие «АктюбинскРемСервис» входит в состав общества с ограниченной ответственностью «ТаграС-РемСервис» и специализируется на кольтюбинговых и канатно-контейнерных технологиях. В работе задействовано 6 флотов ГНКТ, оснащенных установками, позволяющими работать в скважинах глубиной до 5500 м. Выполняются технологические операции с ГНКТ диаметром 25,4 мм, 31,75 мм, 38,1 мм и 44,45 мм. С помощью кольтюбинговых установок ежегодно проводится более 1200 скважино-операций, применяются более 30 технологий от простых промывок и ОПЗ до сложных работ при МГРП и бурении скважин малого диаметра.

С развитием технологии горизонтального бурения и многостадийного ГРП мы начали активно применять кольтюбинг для вскрытия и

AktubinskRemService is a part of TagraS-RemService LLC and specializes in coiled tubing (CT) and wireline-container technologies. The company owns six (6) CT fleets equipped with units allowing to work in wells with depths up to 18,000 ft (5,500 m). It operates CT with the OD of 1”, 1–1/4”, 1–1/2” and 1–3/4”. With the help of CT units we perform 1,200 jobs annually, more than 30 technologies are used, ranging from simple cleanouts to complex multi-stage fracturing and slim-hole drilling jobs.

With the development of horizontal drilling and multi-stage fracturing technologies, our company started to actively use CT for opening and zonal isolation of production intervals, milling of bridge plugs and well cleanouts.

We have tried various technologies of casing opening:



1

разобращения интервалов, разбуривания пакер-пробок, промывки и освоения скважин.

Для вскрытия колонны опробованы различные технологии:

Технология гидropескоструйной перфорации (1).

Данная технология широко известна и применяется многими компаниями.



2

Мы начинали с проведения ГПП и для разобращения оставляли пропантовые пробки. Но данный метод разобращения не обеспечивал нам стопроцентную герметичность пропантового моста. Поэтому мы стали применять разбуриваемые пакер-пробки.

Изготовили перфоратор, который имел сдвижную втулку, закрывающую гидромониторные насадки, ниже перфоратора смонтировано посадочное устройство пакер-пробки и сама пробка. Шар для активации посадочного устройства вставляется сразу перед спуском оборудования.

Дальше все проводится по следующей схеме:

- производится спуск гидropескоструйного перфоратора и проводится процесс ГПП;
- производится ГРП 1-й зоны (закачка по колонне);
- производится промывка скважины от пропанта и шаблонировка;
- за один спуск-подъем компоновки производится установка пакера-пробки и гидropескоструйная

Hydraulic jet perforation technology (1).

This technology is well-known and is widely used by multiple companies.

We started from performing hydraulic jet perforation operations with the application of proppant plugs for zonal isolation. But this technique was not providing full structural integrity of proppant bridge. That is why we started using drillable bridge plugs.

A perforator equipped with a sliding collar covering jet nozzles was manufactured by the company. Below the perforator we installed a setting device for a bridge plug and the bridge plug itself. Ball for activation of the setting device was inserted prior to lowering of the assembly into well.

The following actions are:

- Lowering of abrasive jet perforator into well and performing of hydraulic jet perforation;
- Hydraulic fracturing of the first zone is performed (injection through production string);
- Well cleanout and wiper drifting is performed;
- Setting of a bridge plug and jet perforation of the casing are performed in the second zone in one trip;
- Hydraulic fracturing of the next zone is performed (injection through production string);
- And so on ... (depends on the number of zones to be fractured).

Surface complex for hydraulic jet perforation (2) comprises a CT unit equipped with 1–1/2" (1–3/4") CT and hydraulic fracturing fleet (blender, control station, pumping unit, manifold unit and gel tank).

Among the drawbacks of hydraulic jet perforation one can find the following:

- High cost of operations due to the necessity of hydraulic fracturing fleet utilization (partially);
- CT string deprecation;
- The number of holes is limited by the lifetime of nozzles.



3

In order to decrease the duration, lower the expenses and increase the success rate of casing opening during multi-stage fracturing operation we tried the technology of casing opening using cumulative perforation (3).

перфорация колонны во 2-й зоне;

- проводится ГРП следующей зоны (закачка по колонне);
- и так далее, в зависимости от количества зон.

Наземный комплекс для проведения ГПП (2) состоит из колтюбинговой установки с гибкой трубой диаметром 38,1 (44,45) мм и флота ГРП, состоящего из блендера, станции управления, насосного агрегата, блока манифольдов и емкости для геля.

Недостатки проведения гидropескоструйной перфорации:

- высокая стоимость из-за необходимости привлечения части флота ГРП;
- износ ГНКТ;
- количество отверстий ограничено ресурсом насадок.

Для снижения продолжительности, сокращения затрат и повышения успешности вскрытия при проведении работ по МГРП мы опробовали технологию вскрытия колонны кумулятивной перфорацией (3).

Особенности проведения кумулятивной перфорации на ГНКТ:

- спуском перфоратора на ГНКТ проводится перфорация 1-й зоны;
- проводится ГРП по колонне;
- производится промывка скважины от пропанта и шаблонировка;
- спускается пакер-пробка для разобщения 1-й зоны;
- проводится кумулятивная перфорация на ГНКТ 2-й зоны;
- проводится ГРП следующей зоны.

Данная технология позволяет проводить перфорацию на протяженном участке (4).

У нас такой участок составил 70 метров. Монтаж кумулятивного перфоратора производится на устье скважины путем спуска каждой секции в скважину и последующим монтажом на ГНКТ. В действие перфоратор на заданной глубине приводится с помощью гидравлической головки «ИСКРА-50» созданием давления в ГНКТ.

У данного метода также наблюдается ряд недостатков:

- может вызвать разрушение обсадной колонны и цементного камня не только в интервале перфорации;
- возникновение заколонных перетоков;
- большая вероятность получения некачественных отверстий из-за отсутствия системы центрирования;
- срабатывают не все кумулятивные заряды;

Кумулятивная перфорация на ГНКТ

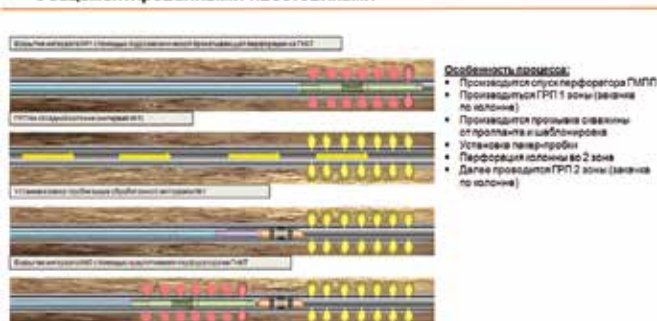


4

The actions taken during CT-conveyed cumulative perforation include:

- Perforator is lowered into well using CT and perforation of the 1st zone is performed;
- Hydraulic fracturing of the first zone is performed (injection through production string);
- Well cleanout and wiper drifting is performed;
- Bridge plug is lowered into well to isolate the first zone;
- CT cumulative perforation of the second zone is performed;
- Hydraulic fracturing of the next zone is performed.

МГРП + гидромеханическая прокалывающая перфорация в скважинах с зацементированными хвостовиками



5

Mentioned technology allows to perform perforation along the extended intervals (4).

In our case such an interval was 230 ft. long. Rig-up of cumulative perforator is done on the wellhead by means of lowering each section into well and subsequent fitting on a coiled tubing. The activation of perforator on a certain depth is performed using ISKRA-50 hydraulic head by means of pressure increase in CT.

Such technique has also a number of drawbacks:

- It may cause damage to the casing string and cement stone not only within the perforation interval;
- It may generate behind-the-casing flows;
- There is a high probability of getting low-quality perforations due to the absence of alignment system;
- Not all shaped charges get fired;
- High cost of shaped charges.

Перфорация колонны и намыв каверн



- высокая стоимость зарядов.

6

Также нами опробована технология вскрытия колонны гидромеханической прокалывающей перфорацией (ГМПП) на ГНКТ (5).

Особенность проведения процесса ГМПП:

- спуском ГМПП на ГНКТ проводится вскрытие 1-й зоны;
- проводится ГРП по колонне;
- скважина промывается от остатков пропанта и шаблонируется;
- спускается пакер-пробка для разобщения 1-й зоны;
- проводится ГМПП на ГНКТ 2-й зоны;
- проводится ГРП 2-й зоны по колонне.

Гидромеханический прокалывающий перфоратор состоит из гидроцилиндров, приводящих в действие ножи, и самих ножей с гидромониторными вставками (6). Гидромеханическая перфорация производится следующим образом:

в колонне ГНКТ создается давление, ножи под действием давления прокалывают колонну, а после прокола колонны гидромониторные сопла производят размыв цементного камня и породы за колонной. Гидромониторные насадки ориентируют струи в плоскостях, произведенных проколом под 90° относительно оси перфоратора. Продолжительность намыва каверны составляет 5–30 минут в зависимости от коллектора.

На слайде представлен макет заколонного пространства с проколотой обсадной трубой и размытой каверной (7). Также произведены испытания ножей на износостойкость путем прокола обсадной трубы с толщиной стенки 10 мм. Нож после проведения 100 проколов практически не имеет износа.

Преимущества данной технологии:

- Не нарушается целостность цементного кольца

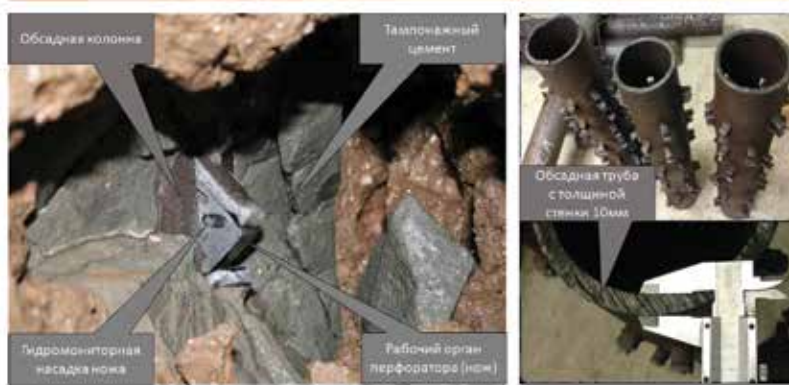
We also used the technology of casing opening using hydraulic-mechanical piercing perforation (HMPP) on a CT (5).

The actions taken during HMPP process include:

- HMPP is lowered on a CT and perforation of the first zone is performed;
- Hydraulic fracturing of the first zone is performed (injection through production string);
- Well cleanout and wiper drifting is performed;
- Bridge plug is lowered into well to isolate the first zone;
- Perforation of the second zone is performed using HMPP on a CT;
- Hydraulic fracturing of the second zone is performed.

Hydraulic-mechanical piercing perforator consists of hydraulic cylinders that set blades into action and the blades themselves equipped with jet nozzles (6). Hydraulic-mechanical

Макет заколонного пространства с проколотой обсадной трубой и размытой каверной



7

perforation is performed in the following way: pressure in the CT is increased, the blades are pressure activated and pierce the casing string, after the piercing is performed jet nozzles wash out cement stone and formation rock behind the casing. Jet nozzles are orienting the jets in the plane that is at right angle to the perforator axis. The duration of cavity creation is 5–30 mins depending on the formation type.

On the slide there is a model of the annulus with pierced casing string and jet-broken cavity (7). We have also tested the wearing capacity of the blades by means of piercing the casing string with the length thickness of 10 mm (0.4 in). After more than 100 of piercings made the blades have little to no wear.

Among the benefits of this technology one can find the following:

- The integrity of the cement sheath below and above the perforation interval is maintained. This

выше и ниже зоны перфорации, что исключает возможность заколонных перетоков;

- площадь вскрытия 1 отв. э/колонны (8 см²) выше по сравнению с другими технологиями перфорации (ЗКПО-ПП-30-БО – 26 мм);
- сохраняется целостность колонны, ее устойчивость и геометрия;
- гидромониторы расположены непосредственно в самих ножах, что позволяет размывать каверны уже за колонной, вследствие чего размер каверн существенно увеличивается;

Основным недостатком данной технологии является невозможность совместить работы по разобщению и прокалыванию за один спуск ГНКТ. Мы работаем над этой проблемой, и, думаю, в ближайшее время ее решим.

Каждый метод перфорации имеет свои преимущества и недостатки (8).

В совокупности заказчику предлагается наилучшее сочетание цены и качества при проведении технологии.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящее время мы готовимся к проведению многостадийного ГРП без использования разбуриваемых пробок – с применением пакера и гидropескоструйного перфоратора. Данная технология позволит выполнить МГРП без подъема ГНКТ на поверхность.

Для разобщения интервалов в скважинах с зацементированными хвостовиками используются разбуриваемые пакер-пробки отечественного производства, преимуществом которых является надежность посадки, способность выдерживать высокие давления, высокая скорость разбуривания и небольшая стоимость по сравнению с импортными аналогами.

Колтюбинг на рынке России приобретает все большие возможности, появляются гибридные установки, позволяющие выполнять работы по бурению скважин и отдельные виды работ по ремонту скважин, ранее производившиеся традиционным способом.

Эффективность колтюбинговых технологий не вызывает сомнений. И мы медленно идем по пути освоения все более сложных операций, выполняемых с помощью колтюбинга. В нашей стране время колтюбинга, безусловно, наступит, потому что альтернативы данной технологии ремонта скважин в нефтяной, а особенно в газовой промышленности, нет. ☺

eliminates behind-the-casing flows generation;

- The square of the opening is higher (8 sq. cm.) in comparison to other perforation technologies;
- The integrity of the casing string is preserved, as well as its stiffness and geometry;
- Jet nozzles are located directly in the blades which allows to create cavities behind the casing string. This increases significantly the size of cavities.

The main drawback of such technology is the inability to combine zonal isolation and piercing perforation in one trip. We are working on that issue right now and plan to fix it in the nearest future.

Each perforation technique has its own pros and cons (8). We always offer our customers the best solution in terms of price and quality.

Сравнение прокалывающей перфорации с другими методами перфорации

Параметр	ПМЗС	Вращающаяся перфорация	ПП
Глубина проникновения в пласт, м	0,5-1,5	0,15	До 0,5-0,8
Геометрия входного отверстия	Прямоугольник 16x40 - 20x80 мм	Отверстие диаметром до 23мм	Отверстие диаметром до 26мм
Вязкость	Отсутствует	Очень высокая	Отсутствует
Смазание стенок колонны	Отсутствует	Отсутствует	Отсутствует
Разрушение цементного кольца вне зоны перфорации	Отсутствует	Очень большое	Отсутствует
Риск ложной полимеризации колонны (деформации)	Отсутствует	Очень высокий	Отсутствует

8

CONCLUSION

At the moment we are preparing multi-stage fracturing operation with no drillable plugs. We plan to use packer and hydraulic jet perforator. This technology will allow us to do multi-stage fracturing without CT pull out of hole.

For zonal isolation in wells completed with cemented liners we use drillable bridge plugs of a domestic manufacturer. The benefits of such plugs include reliability, the ability to withstand high pressures, high speed of drilling out and low cost in comparison to foreign analogues.

On the Russian market CT is expanding its possibilities. Hybrid CT units that allow to perform drilling and workover operations are appearing on the market.

The effectiveness of coiled tubing technologies is also practically assured. We slowly embark on a course of introducing more complex CT operations. Coiled tubing time in our country will, for sure, come since there is no alternative to this technology in terms of well workover for both oil and especially gas industry. ☺

Fidmarsh



Completion &
Production Solutions

КАЧЕСТВО
И НАДЕЖНОСТЬ

- ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ГРП
- УСТАНОВКИ КОЛТЮБИНГОВЫЕ
- УСТАНОВКИ ЦЕМЕНТИРОВОЧНЫЕ
- УСТАНОВКИ НАСОСНЫЕ
- УСТАНОВКИ АЗОТНЫЕ



220033, Беларусь, Минск, ул. Рыбалко, 26
Тел.: +375 17 298 24 17, факс: +375 17 368 30 26
E-mail: fidmarshsales@nov.com, www.fidmarshnov.by
www.fidmarshnov.ru, www.fidmarshnov.kz
Представительство в России «ФИДсервис»
Тел.: +7 916 281 15 53



Innovative Tools for Wellbore Cleanouts and Optimisation

Инновационные приборы для промывки и оптимизации скважин



SpinCat

The SpinCat is an extremely durable self-rotating nozzle available from 1¼" – 2¾" for well service applications. The powerful jet design is engineered to maximize the limited horsepower available to the BHA at the end of a long CT or workstring.

«СпинКэт»

«СпинКэт» – это износостойкая промывочная насадка с автоматическим вращением для внутрискважинных работ, доступны диаметры от 31,75 до 73 мм. Конструкция насадки предназначена для повышения гидравлической мощности на КНК в конце длинной ГНКТ или рабочей колонны.



Milling Tools

Hydropulsion's wide range of Mills are designed for milling several types of obstructions and loose debris contained within the wellbore.

Приборы для фрезерования

Широкий выбор фрез «Хайдропалшн» предназначен для фрезерования различных типов препятствий и обломков горных пород в стволе скважины.



GMASS

The Gas Management & Separation System (GMASS). The separator is placed above the Motor or Jetting Tool and separates the gas from liquid phases in a nitrified fluid. This reduces the volume of gas passing through the BHA preventing damage to motors and increasing the impingement force of jets.

GMASS

Система контроля и сепарации газа (GMASS). Над двигателем или прибором для промывки устанавливается сепаратор, который отделяет газ от жидкой фазы в азотированной жидкости. Это уменьшает объем газа, проходящего через КНК, не наносит вред двигателю и повышает размывающую способность насадок.

Coil Connectors • MHAs • Internal & External Fishing Tools • CT Impact Tools • Well Cleanout Equipment
Surface Handling Equipment • Milling Equipment • Downhole Gas Separation • Rotating & Non-Rotating Jetting Tools

Коннекторы для ГНКТ • Компонировки с двигателями • Ловильные приборы с внутренним и внешним захватом
Яссы для ГНКТ • Оборудование для промывки скважин, устьевое оборудование • Фрезы
Забойная сепарация газа • Вращающиеся и невращающиеся насадки для гидромониторного размыва

ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ЭЖЕКТОРНОЙ ОЧИСТКИ СКВАЖИН



Предназначено для выполнения операций промывки в горизонтальных и других типов скважинах с аномально низкими пластовыми давлениями и высоким поглощением жидкости или в скважинах с протяженными горизонтальными участками.

Данный способ промывки основан на эффекте эжектирования, создаваемого потоком жидкости с большой скоростью течения.

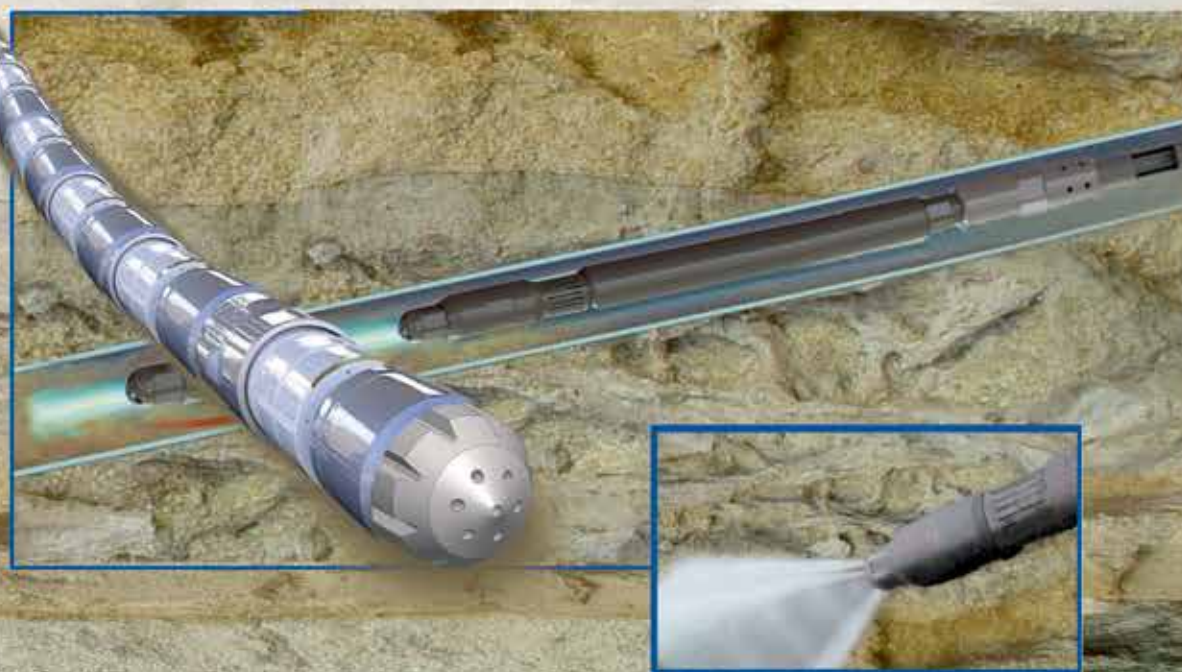
Состав оборудования: внутрискважинная компоновка, узел намотки с двойной ГНКТ, устьевое сборное основание (для скважин с наклонным устьем). Эксплуатируется совместно с колтюбинговыми установками.

Диаметр компоновки, мм: 54...76;

Диаметр ГНКТ, мм: 38,1×22,2/50,8×25,4/60,3×31,8;

Коэффициент эжекции: 0,1...0,3;

Максимальная длина скважины по стволу, км: до 3



Перспективы применения маркерных методов для исследования профилей притоков горизонтальных скважин

Implementation of Marker Technologies for Production Logging in Horizontal Wells

Кирилл ОВЧИННИКОВ, Андрей ГУРЬЯНОВ, Павел БУЗИН, Александр КАТАШОВ, ООО «ГеоСплит»;
Олег ДУБНОВ, Руслан АГИШЕВ, Максим БАРДИН, Марат ЗАЙДУЛЛИН, Фонд «Сколково»

Kirill OVCHINNIKOV, Andrey GURIANOV, Pavel BUZIN, Aleksander KATASHOV, Geosplit Ltd;
Oleg DUBNOV, Ruslan AGISHEV, Maksim BARDIN, Marat ZAIDULLIN, Skolkovo Foundation

ВВЕДЕНИЕ

Одним из характерных трендов последних лет в российской нефтегазовой отрасли является увеличение добычи углеводородов с помощью увеличения фонда горизонтальных скважин, стимулированных с помощью многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП). При общем росте объема бурения горизонтальных скважин, увеличения длины горизонтальных стволов и количества ступеней МГРП добыча нефти часто не соответствует проектному уровню и одной из важнейших задач разработки месторождения становится получение наиболее полной информации по притокам продуктивных интервалов скважин.

Проведение и интерпретация результатов геофизических исследований, хорошо зарекомендовавших себя в вертикальных стволах, в горизонтальных скважинах осложнены многофазностью потока, изменениями скорости течения флюида в стволе, наличием восходящих и нисходящих участков траектории горизонтального участка ствола [1]. Прямой перенос технологии проведения исследований и алгоритмов интерпретации с вертикальных скважин на горизонтальные приводит к ошибочным заключениям [2]. При исследовании продуктивных горизонтов горизонта проводится установление отдающих интервалов, состав поступающих флюидов и их дебиты. Определение профилей притока в эксплуатационных скважинах является основой для принятия технических решений по максимально эффективной разработке месторождений нефти и газа, оптимизации решений по закачиванию скважины или проведению работ по капитальному ремонту.

До недавнего времени не существовало альтернативы внутрискважинным каротажным операциям, чтобы определить места притока воды в горизонтальных стволах, провести мониторинг ВНК или провести оценку мероприятий по повышению нефтеотдачи пласта. Каротажная операция в горизонтальной скважине является относительно дорогостоящей процедурой, требующей применения сервиса гибких насосно-компрессорных труб (ГНКТ) или тракторов.

INTRODUCTION

For the last decade, the global trend in the oilfield industry is to improve the oil and gas production by drilling as well as by completing horizontal wells and later on, improving the process using multistage fracturing. Though the number of horizontal wells is rapidly increasing, the production of hydrocarbons is not always up to the designed volume. In this regard, acquiring the knowledge on the performance of producing intervals is an important task for operating companies to fully optimize the productivity and maximize the recovery as well. Production logging solutions proved to be efficient in vertical wells, however, encountered various challenges in horizontal laterals as the logged section is often more than 20 times longer compared to vertical wells [1]. Common factors that complicate the production logging are layered flow of formation fluid, deviation and accessibility of wellbore, and changes in fluid velocity moving past or through the tools. Direct transfer of production logging technology and interpretation algorithms from vertical wells to horizontal wells leads to erroneous conclusions about the well performance [2]. Moreover, the quality of well completion and reservoir management decisions for production wells largely depends on the production logging data such as mechanical flowmeter and fluid capacitance surveys.

Until recently, there is no alternative to wireline downhole tools being used to evaluate the placement of fracturing proppant or acids, production rate and zonal water breakthrough. In practice, well intervention in horizontal wells requires implication of coiled tubing or tractor services to deploy logging tools downhole. The success of well intervention depends on several factors and among of these are as follows: well accessibility, completion IDs and length of the horizontal lateral, etc. There are also key aspects to be considered such as the significant cost of well intervention and the availability of wireline

Осуществимость и успешность операций зависит от сезонной доступности самой скважины, сложности формы и интенсивности набора кривизны на участках и мест изменения внутренних диаметров обсадной колонны.

Данная статья содержит обзор перспектив и потребности индустрии в альтернативных методах исследований скважин – маркерной диагностики и мониторинга профилей притоков горизонтальных скважин. Также приводится описание одного из наиболее передовых методов мониторинга с помощью квантовых маркеров-репортеров, позволяющего сократить количество внутрискважинных операций, снизить стоимость и аварийность исследований скважин, а также реализовать функцию получения данных по работе интервалов скважины в течение длительного периода времени.

ДРАЙВЕРЫ РЫНКА

В России начиная с 2010 года отмечается устойчивый рост доли горизонтального бурения в общем объеме эксплуатационной проходки, что свидетельствует о качественных изменениях в технологических подходах добывающих компаний.

Как показывает мировой опыт, горизонтальные скважины имеют дебиты в среднем в 3–8 раз выше, чем вертикальные скважины, вскрывающие один и тот же продуктивный пласт. Расширение фонда горизонтальных скважин позволяет сократить операционные затраты и в целом оптимизировать сетку добывающих скважин. Экономический эффект является драйвером для увеличения доступности технологий горизонтального бурения на российском рынке, способствует усововершенствованию уровня сопровождения операций и, как следствие, – росту конкуренции на рынке предоставления услуг.

С учетом этих факторов по итогам 2016 года горизонтальное бурение достигло доли 34,9% от всего эксплуатационного бурения в России. Как показано на рис. 1 и 2, общее количество горизонтальных скважин, введенных в эксплуатацию в России на 2016 год, достигло 2457 единиц, увеличившись за год на 26,8% [4]. В процентном соотношении количество горизонтальных скважин достигло доли 30,9% от всех эксплуатационных скважин, законченных строительством.

Ожидается, что в перспективе 2018–2020 годов доля горизонтального бурения достигнет 46–50%, что обуславливается планами интенсивного освоения новых месторождений в Восточной Сибири [3].

В ближайшей перспективе в связи с истощением запасов и ухудшением геологических характеристик разработки на многих месторождениях отмечается падение пластового давления и, как следствие, уменьшение дебитов скважин. В связи с этим добывающие компании будут вынуждены предпринимать меры для поддержания уровня добычи – вводить в эксплуатацию новые скважины, стимулированные с помощью многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП).

Количество операций МГРП растет пропорционально увеличению числа вводимых горизонтальных скважин

and coiled tubing equipment. This article provides an overview of one of the alternative methods of production logging in horizontal wells which doesn't require well intervention using PLT tools, Coiled Tubing or Tractor services. This method employs marker technology of quantum dot markers placed in the reservoir during stimulation. The method also allows reducing the cost as well as the complexity of acquiring downhole data. Unlike the conventional PLT, the technology described below can provide production logs on demand during one year after well stimulation.

MARKET DRIVERS

From 2010 in Russia observed continues growth of horizontal drilling which reflects structural changes technical approaches applied by oil & gas producing companies. In average, horizontal well is are 3–8 times more efficient in production than a vertical well drilled in the same zone of reservoir. Massive implementation of horizontal drilling allows to decrease drilling and maintenance expenditures and, in general, to optimize the grid of producing wells.

Taking in consideration the benefits of horizontal drilling, the technology is becoming more accessible in the market, simultaneously fostering competitive conditions for service providers.

In 2016, the number of horizontal wells being put into operation in Russia reached 2,457 units; an increase of 26.8% over the year. Currently, horizontal wells reached as much as 34,9% shares of all production wells [3]. It is expected that the share of horizontal drilling will increase and reach 46–50% of production drilling in 2018–2020 during the intensive development of new oilfields in Eastern Siberia [4]. Multi-stage fracturing operations in horizontal wells are relatively new and rapidly developing technology in the horizontal well stimulation segment. The application of multistage fracturing as a standard technique started since 2011.

The growing trend of depleted oilfields and declining production may drive producing companies to invest more into horizontal drilling and well stimulation. The most efficient method to stimulate a horizontal well is multistage hydraulic fracturing. The number of multistage fracturing operations increasing together with the number of horizontal wells from year to year. According to the statistical data about 90% of all horizontal wells are stimulated using multistage hydraulic fracturing. However, the number of stages in each fracturing operation depends on length of horizontal laterals, geological specifics of local oil reservoirs and technical considerations of oil and gas producing company.

The dynamics of the annual number of multistage fracturing jobs in Russia has experienced a stable growth, from 522 operations in 2010 to 3,751 operations in 2016 [5]. On average,

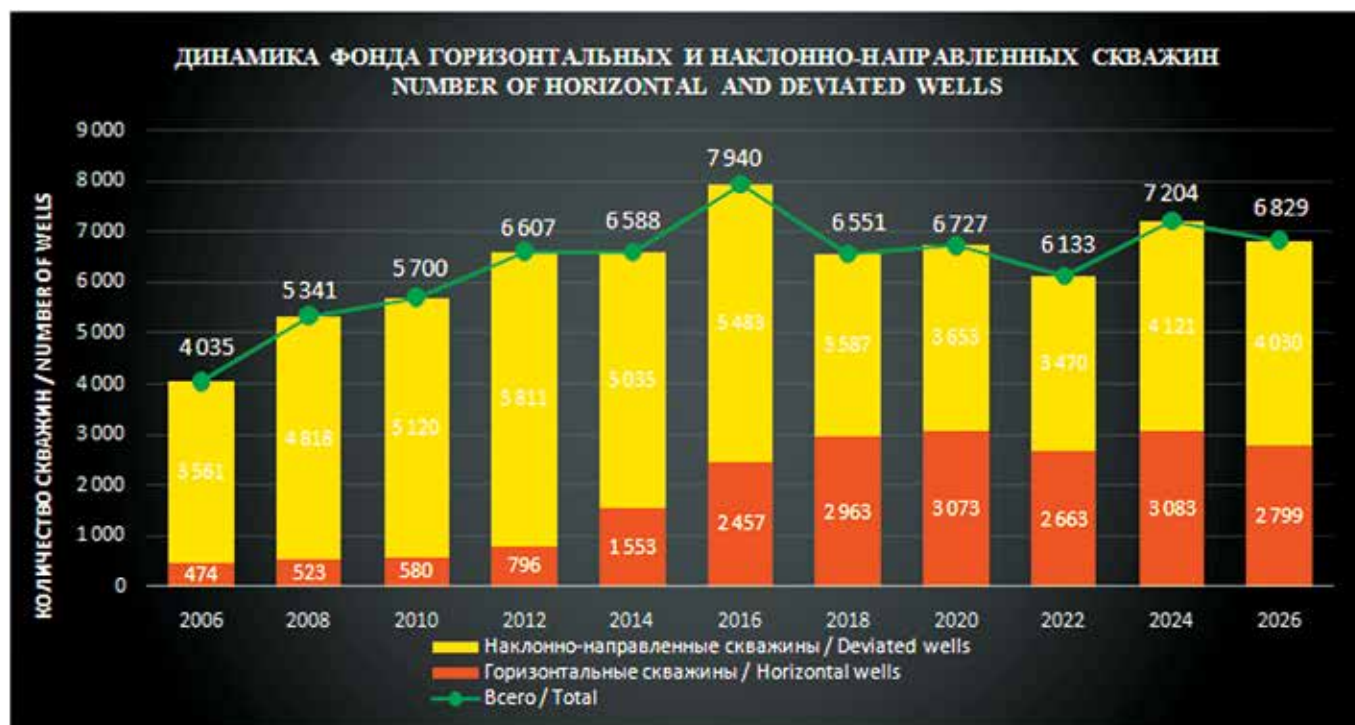


Рисунок 1 – Динамика количества скважин, законченных строительством в горизонтальном и наклонно-направленном бурении в России в 2006–2026 годах (факт и прогноз), единиц. Источник: ЦДУ ТЭК [3], анализ RPI

Figure 1 – Dynamics of horizontal and deviated wells drilled in Russia in 2006–2026 (fact and forecast). Source: CDU TEK, RPI Eastern Europe

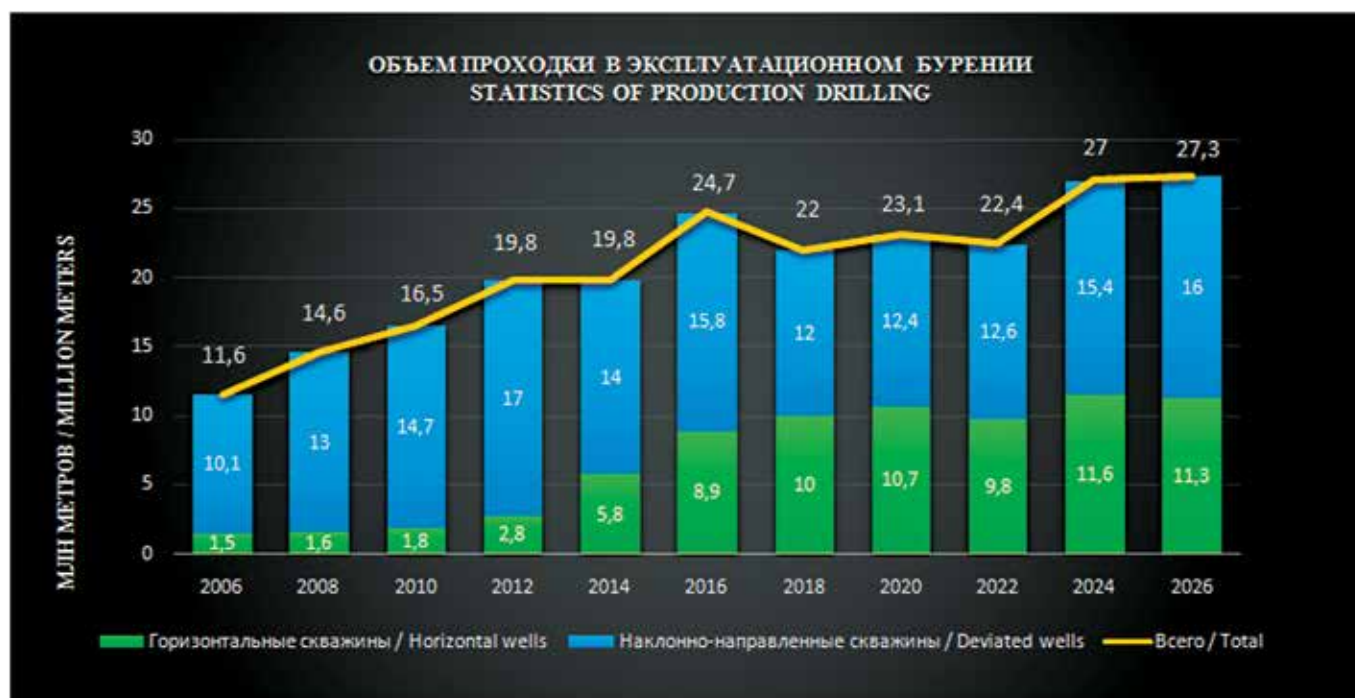


Рисунок 2 – Динамика объема проходки в эксплуатационном бурении в России в 2006–2026 годах (факт и прогноз), млн метров. Источник: ЦДУ ТЭК, анализ RPI

Figure 2 – Dynamics of production drilling in Russia in 2006–2026 (the fact and forecast), million meters. Source: CDU TEK, RPI Eastern Europe

и боковых горизонтальных скважин практически во всех добывающих регионах. Подобная тенденция является следствием отсутствия ограничений применения МГРП, касающихся территории нефтегазоносных провинций, причем около 90% случаев строительства горизонтальных скважин сопровождаются проведением МГРП той или иной

a one multistage fracturing is operating in 7 stages on horizontal wells and 3 stages on sidetracks. However, there are few numbers of 20-stage fracturing operations executed by companies such as "Rosneft" and "Gazpromneft". In 2025–2027 perspective, as subject to active development of shale oil deposits (Bazhenov Shale stratum), the

стадийности, зависящей от длины горизонтальных стволов и геологических особенностей конкретных пластов.

Анализируя данные крупнейших российских добывающих компаний, в 2016 году средневзвешенное количество стадий операций МГРП составило 6 единиц. При этом среднее количество стадий при операциях на горизонтальных скважинах и боковых горизонтальных стволах отличаются друг от друга: на горизонтальных скважинах в среднем проводится 7 стадий за операцию, на боковых горизонтальных стволах – 3–4 стадии. Отмечены отдельные случаи выполнения 20-стадийных МГРП, выполненные компаниями «Роснефть» и «Газпром нефть». В перспективе 2025–2027 годов ожидается активное освоение залежей сланцевой нефти, в частности, отложений баженовской свиты, где МГРП с количеством стадий в 18–20 единиц будут применяться в качестве стандартной практики.

В настоящее время, согласно оценкам отраслевых экспертов, примерно 80% от всего количества операций МГРП приходится на операции с количеством стадий в диапазоне 3–7 единиц [5]. Меньшая, порядка 19%, доля приходится на МГРП с числом стадий 8–13. Остальное – это МГРП с числом стадий от 14 и выше (рис. 3). В дальнейшем, с ростом длины горизонтальных участков горизонтальных скважин и боковых горизонтальных стволов, произойдет относительное увеличение количества операций в диапазонах 8–13 и от 14 и выше стадий.

Сегментация рынка МГРП в разрезе стадий в денежном выражении показана на рис. 4.

average number of hydraulic fracturing stages increases up to 18–20 units per horizontal well.

According to expert opinions, around 80% of multistage fracturing are jobs with 3–7 stages [5, 6]. Only 19% of all fracturing operations included 8–13 number of stages. About 1% of all multistage fracturing jobs included 14 plus stages, however, associated with 6% of financial value. Figure 3 shows dynamics of multistage hydraulic fracturing market and changes of its segmentation regarding the number of stages per one operation.

As seen from Figure 4, a multistage fracturing operation is costly. In this regard, it is important to run post-fracturing production logging (PLT) study for determining the number and working parameters of production intervals. In most of the cases, producing companies use a combination of production logging methods such as mechanical flowmetry, acoustics and thermometry. Analyzing the market of production logging in horizontal wells in Russia it was noted that the number of PLT jobs increased 5 times in the period 2012–2017 (Figure 5).

There are several reasons driving this growth:

- Increase in horizontal drilling up to 2,5 times;
- Increase in sidetracking activity up to 3,1 times;
- Utilization of multistage hydraulic fracturing as a standard stimulation technique in horizontal and deviated wells.

Today around 97% of PLT operations are done through well intervention with conventional

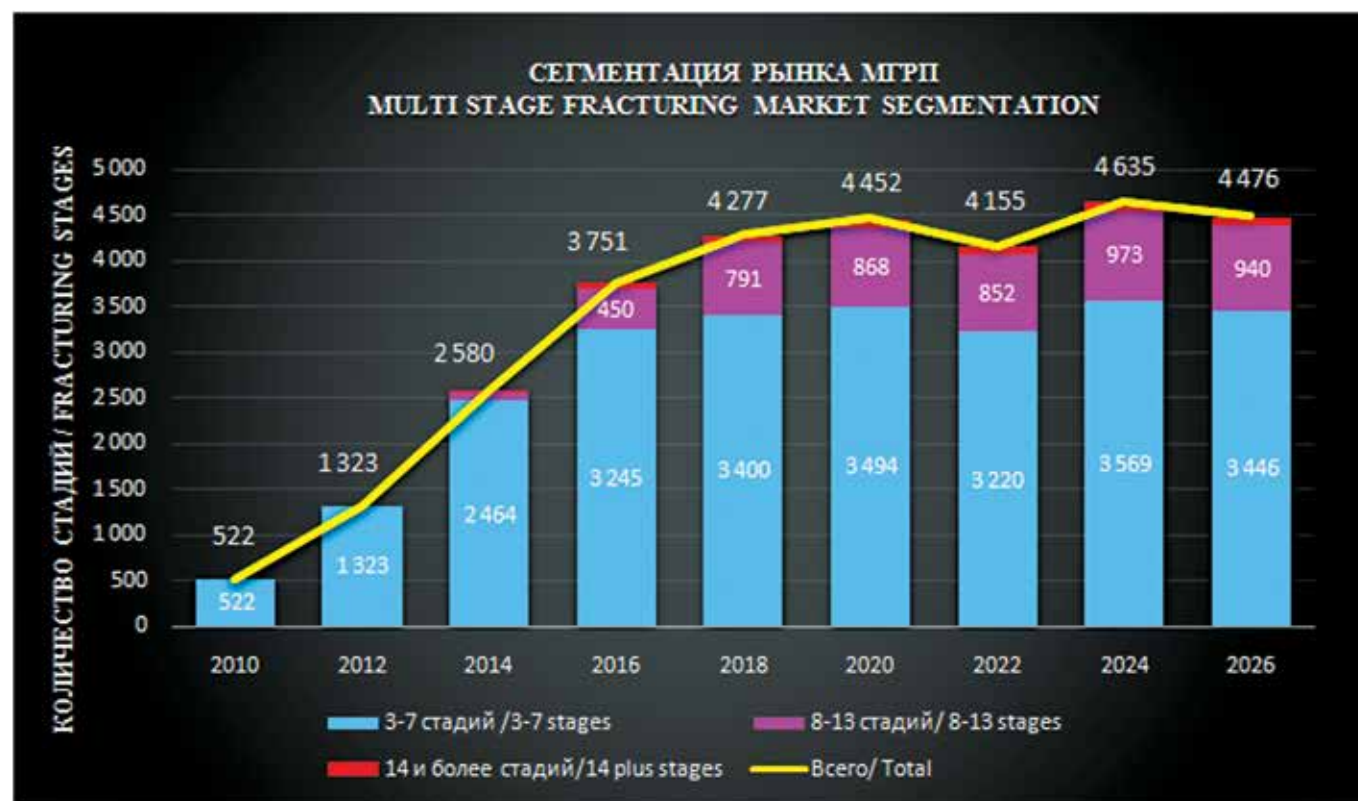


Рисунок 3 – Сегментация рынка МГРП в разрезе стадийности операций в физическом выражении, операции. Источник: анализ RPI

Figure 3 – Segmentation of the fracturing market by number of stages. Source: CDU TEK

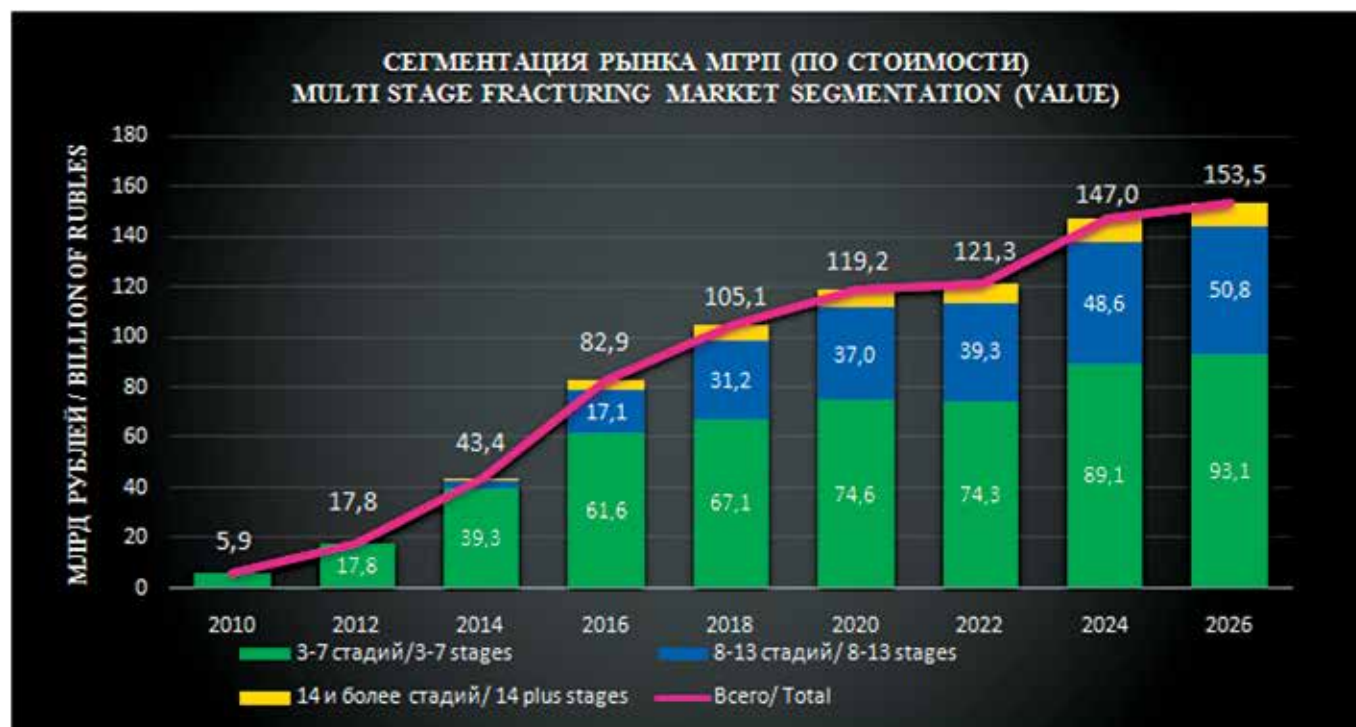


Рисунок 4 – Сегментация рынка МГРП в разрезе стадийности операций в денежном выражении, млрд рублей. Источник: анализ RPI

Figure 4 – Segmentation of the fracturing market in value terms. Source: CDU TEK, RPI Eastern Europe

Стимуляция горизонтальной скважины с помощью МГРП является дорогостоящей операцией. Учитывая этот факт, при выполнении операции МГРП предполагается организация внутрискважинного мониторинга с целью выделения фактически работающих интервалов, определения состава и дебита поступающего флюида и т.д., проведение которого зависит от количества стадий МГРП, вида выбранной технологии проведения мониторинга (механическая расходомерия, маркерные методы, термометрия), сложности используемого оборудования, особенностей логистики и ряда других факторов.

Анализируя рынок операций по внутрискважинным исследованиям горизонтальных скважин после МГРП, отмечено, что в течение 2012–2017 годов в физическом выражении количество операций выросло почти в пять раз (рис. 5).

Это обусловлено следующими причинами:

- ростом горизонтального бурения – более чем в 2,5 раза за этот период;
- увеличением объема строительства БГС – в 3,1 раза в течение 2012–2017 годов;
- расширением практики применения МГРП на горизонтальных скважинах и боковых горизонтальных стволах.

По состоянию на 2017 год, около 97% операций мониторинга МГРП делается с помощью промыслово-геофизических исследований (ПГИ) – измерение параметров производится при помещении комплекса аппаратуры в скважину с последующей интерпретацией данных о температуре, давлении и прочих параметрах, которые характеризуют состояние скважины.

Анализ показывает, что стоимость мониторинга

downhole tools. Those tools are conveyed downhole using Coiled Tubing equipment.

PLT jobs are costly and could reach 30–48% of multistage stage fracturing operation, depends on the number of stages and complexity of well intervention.

The specifications of horizontal laterals demand further sophistication of downhole tools such as increasing the number of spinners to cover wellbore cross section area. Further, when coiled tubing deploys logging tools in a wellbore, it may cause a choking effect resulting to the distortion of the downhole production rates data. Often, in horizontal wells, the standard mechanical flow measurement frequently becomes uninformative and instead, characterise fluid that filled up the lateral rather than the actual performance of the production intervals [7]. In comparison with vertical wells, the possibilities of de-noising inflows in horizontal wells by methods of thermometry are limited. This is due to a slight variation in geothermal temperature along the length of the horizontal section and lower differential pressure drawdown per layer than in vertical wells.

An equipment for measuring spectral noise downhole could help to detect a wave pattern of acoustic emission and to identify medium- and high-frequency anomalies associated with filtration of fluid through the rock within the critical matrix. These anomalies allow the determination of producing intervals differentiated from the low-frequency noise associated with the flow of formation fluid in the



Рисунок 5 – Объем рынка мониторинга МГРП в физическом выражении в период 2012–2027 годов в разрезе типов методов, операций. Источник: анализ RPI.

Примечание. Объем рынка измеряется в количестве операций на скважинах

Figure 5 – Dynamics of post fracturing PLT operations in 2012–2027

с помощью ПГИ для МГРП с 3–7 стадиями могут в среднем достигать 48% от всей остальной стоимости работ, для 8–13 стадий – 44%, для МГРП с 14 стадиями и выше – 30%. Согласно данным экспертов за 2017 год, стоимость операции ПГИ для МГРП с 3–7 стадиями колеблется в диапазоне от 7,6 до 10,5 млн рублей, с 8–13 стадиями от 15,2 до 18,2 млн рублей, с 14 и более стадиями 21,3 – 26,6 млн рублей.

Специфика горизонтальных скважин требует также решения таких вопросов, как снятие данных по фазам флюида по всему сечению ствола скважины установкой нескольких спиннеров на прибор ПГИ, влияние ГНКТ на точность измерения давления и расходов. Зачастую в условиях горизонтальных скважин стандартная механическая расходомерия часто становится неинформативной, а показания методов определения состава отражают в первую очередь не работу пластов, а характер заполнения ствола скважин [7]. Применение стандартных комплексов ПГИ с одной турбиной расходомера, традиционно использовавшихся в вертикальных скважинах, показало себя неоптимальным решением для горизонтальных скважин и приводит к ошибкам интерпретации [8]. Более успешное выполнение исследований может быть осуществлено с помощью специализированного аппаратного комплекса, способного уверенно решать поставленные задачи в скважинах с многофазным течением и расслоенным потоком. Горизонтальные скважины накладывают серьезные ограничения на сопутствующие методы диагностирования притоков, такие как термометрия. Это обусловлено незначительным изменением геотермической температуры по длине горизонтального участка и меньшими депрессиями

wellbore. However, this method requires non-stationary measurement technologies requiring periodic and time-varying measurements. The reason behind it is a sudden change in the wellbore fluid composition after the well is being put in production. The use of standard PLT downhole tools equipped with single flowmetry spinner is not adequate for horizontal well and leads to interpretation errors [8]. For better results, this required a specialized downhole tool capable of dealing with multi-phase and stratified flow [9]. Conventional downhole tools are designed to provide production data during well intervention only and do not give a dynamic Figure extended in time. Finally, well intervention has some risk of coiled tubing stuck or loss of downhole tools in a well with a subsequent costly fishing operation.

Importantly, if artificial lift methods, such as electrical submersible pumps (ESP) installations are used, it is required to complete well with the bypass system and Y-tool technology. This enables access of wireline tools or coiled tubing string below the ESP to determine the inflow profile across a number of zones and to answer questions concerning a zone's production, water cut, and gas/oil ratio. However, implementation of Y-tool technology increases cost of well completion up to 20–25%.

IMPLEMENTATION OF MARKER TECHNOLOGIES FOR PRODUCTION LOGGING IN HORIZONTAL WELLS

Thus, there is a high demand for the development and application of more accessible

на пласт, чем при исследовании вертикальных скважин. В последние годы в комплекс ПГИ вводятся блоки измерения спектральной шумометрии, с помощью которых можно получить волновую картину акустической эмиссии и выделить средне- и высокочастотные аномалии, связанные с фильтрацией флюида в трещинах и порах коллектора. Эти аномалии позволяют определять работающие интервалы пласта на фоне низкочастотных помех, ассоциирующихся с течением пластового флюида в стволе скважины. Однако этот метод требует нестационарных технологий измерений, предусматривающих периодические разновременные измерения в период резкого изменения состава флюида в стволе, связанного с притоком непосредственно после запуска скважины. Комплекс предполагает использование сборок специальных модулей с распределенными по сечению ствола многотачиковыми системами, а также соответствующих технологий доставки приборов на забой. Усложнение конструкции комплексов ПГИ неизбежно сказывается на стоимости работ.

При установке в скважине электроцентробежного насоса (УЭЦН) необходимы дополнительные мероприятия по обеспечению доставки геофизического оборудования на забой скважины. Широко распространен байпасный способ освоения с помощью технологии Y-tool, что предусматривает собой использование отклонителя подвески УЭЦН на насосно-компрессорных трубах (НКТ) в комплексе с байпасной колонной. Это позволяет спускать геофизическое оборудование при помощи ГНКТ в горизонтальную секцию скважины в обход УЭЦН.

Проведение геофизических исследований в скважинах с горизонтальным окончанием при реализации технологии Y-tool дает возможность создать условия, максимально приближенные к режиму промышленной разработки месторождения, что положительно влияет на информативность результатов. Однако эта технология приводит к удорожанию стоимости заканчивания скважины на 20–25%.

ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ МАРКЕРНОЙ ДИАГНОСТИКИ ПРОФИЛЕЙ ПРИТОКОВ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

Помимо технических ограничений, таких как необходимость останавливать скважину во многих случаях, проводить исследование в искусственном режиме, невозможность проведения ПГИ для ряда компоновок МГРП, спускаемые в скважину комплексы ПГИ позволяют получать только единовременную картину притоков в скважине. Они не позволяют выполнять мониторинг в течение продолжительного времени и получать динамическую картину работы интервалов скважины. Кроме того, при внутрискважинных операциях существуют риски прихвата или потери забойных инструментов, требующих длительных и дорогостоящих ловильных работ.

Таким образом, существуют серьезные потребности в разработке и применении более доступных технологий мониторинга профилей притоков горизонтальных скважин с МГРП, что может быть реализовано

production logging technologies to be used in horizontal wells. This can be addressed using alternative methods of production logging such as marker technologies. Importantly, the marker technologies are expected to be 30–40% cheaper compared to conventional well intervention with PLT.

First cases of non-conventional production logging operations that used marker or tracer technology have been recorded in Russia in 2011. As of 2017, the country does about 60 various types of chemical PLT operations per year. At the same time, until 2026 the market potential of marker methods is estimated at 35% of all post fracturing operations in horizontal and deviated wells (Figure 6).

The principle of operation of marker diagnostics of well inflows implies the addition of a labelled substance to the injected liquid or proppant and the tracking of markers in samples of formation fluid taken on the surface.

With marker methods, the following marking technologies are used:

- Fluorescent: uranin A, rhodamine C and others;
- Ionic: carbamide, potassium nitrate and others;
- Quantum markers-reporters (Geosplit);
- DNA markers.

Despite the prevalence and low cost of using fluorescent, ionic and organic markers, the weak side of these technologies is the quantitative limitation of possible combinations of markers with 10–14 units, as well as the difficulties in quantifying the profile of the inflow of the well during monitoring. From the list of marker technologies above, the featured one is the technology employing quantum dots marker-reporters, used by Skolkovo resident company – Geosplit Ltd.

The technology features a synthesis of the combination of marker-reporters made of a few quantum dots and a mixture of the polymer-based chemical composition. Quantum dots are nanocrystals produced using the process called colloidal synthesis. A single quantum dot is compounded of few hundred atoms and as small as 2–10 nanometers in diameter [9].

Colloidal quantum dots irradiated with a laser fluoresce in different areas of the electromagnetic spectrum due to quantum confinement [10, 11, 12]. Compared with organic fluorophore dyes, also used for tracing in the oil industry, quantum dots have a fluorescence intensity 10–20 times higher [13]. Quantum dots are more chemically stable than natural fluorophors because of their chemical composition, which reduces the photobleaching effect compared to organic dyes and can withstand the impact of acids and high temperatures.

PRODUCTION LOGGING WITH QUANTUM DOT MARKER-REPORTERS

The emittance of a particular spectre of light



Рисунок 6 – Динамика доли маркерных методов исследований профилей притоков скважин в перспективе до 2026 года. Источник: анализ RPI

Figure 6 – Predicted market share of marker-based production logging operations in horizontal wells in Russia. Source: RPI Eastern Europe

применением маркерных методов. Немаловажно, что стоимость маркерных методов ниже, чем стоимость операции ПГИ, как минимум на 30–40%.

Маркерные методы получили в России распространение начиная примерно с 2011–2012 года. По состоянию на 2017 год в целом по стране будет сделано около 60 операций по исследованию профилей притоков скважин с помощью маркерных исследований. В то же время в период до 2026 года потенциал рынка маркерных методов оценивается в 35% от всех операций после МГРП (рис. 6).

Принцип работы маркерной диагностики профилей притоков скважин основан на добавке меченого вещества в нагнетаемую в пласт жидкость или расклинивающий материал и отслеживании маркеров в пробах пластового флюида, взятых на поверхности. При этом отслеживаются реальные фильтрационные потоки, обусловленные как особенностями геологического строения пласта, так и текущим режимом разработки месторождений.

При маркерных методах используют следующие технологии маркирования:

- Флуоресцентная: уранин А, родамин С и другие;
- Ионная: карбамид, калиевая селитра и другие;
- Квантовые маркеры-репортеры (Geosplit);
- ДНК-маркеры.

Несмотря на распространенность и низкую стоимость применения флуоресцентных, ионных и органических маркеров, слабой стороной этих технологий является количественное ограничение возможных комбинаций маркеров 10–14 единицами, а также затруднения в количественной оценке профиля притока скважины в процессе мониторинга.

Из вышеописанных технологий следует отметить новаторскую технологию маркерных исследований,

can be detected using flow cytometry method. Several quantum dots joined together creates a unique and traceable marker-reporters element. There could be a large number of possible marker signatures (more than 60) that exclude the chance of misinterpretation during the lab analysis.

This distinctive feature of quantum dot marker-reporters technology is essential in multistage fracturing of more than 30 production intervals in a single horizontal well. The polymer coating of fracturing proppant contains millions of marker-reporters and is designed to degrade gradually when in contact with hydrocarbons and water. During the fracturing operation, some proppant with markers follow the mass of a conventional proppant. After the introduction of proppant into the formation, the coating gradually releases markers to formation fluid and further carried out into the surface. The marker-reporters can be captured either in oil or water phase of formation fluid. Due to the nanosize of markers, these materials do not have enough energy to make a transition from one phase to the other. Hence, each phase of formation fluid has its own indicators. The process continues and is without interruption for at least a year. On demand, samples of formation fluid are taken from sample point located in the production line and studied in the laboratory.

Fluid samples taken at the wellhead undergo a sample preparation procedure involving the separation of the hydrocarbon and aqueous phases of the formation fluid based on ASTM 4006 method on "Standard Test Method for Water in Crude Oil by Distillation" using a demulsifier and

основанную на применении маркеров из квантовых точек, применяющуюся компанией – резидентом Сколково – ООО «Геосплит». Квантовые точки – это нанокристаллы, состоящие из сотен атомов и имеющие размер в 2–10 нанометров, полученные при помощи коллоидного синтеза и покрытые слоем адсорбированных поверхностно-активных молекул (рис. 7) [9]. Квантовые точки, получаемые методом коллоидного синтеза на основе халькогенидов кадмия, флуоресцируют в разных областях электромагнитного спектра в зависимости от своего размера [10, 11, 12]. Маркеры-репортеры, созданные из квантовых точек, обладают уникальной способностью поглощать энергию в широком диапазоне спектра и испускать узкий спектр световых волн, который может регистрироваться методами проточной цитометрии. По сравнению с органическими красителями-флюорофорами, также использующимися в целях трассирования в нефтяной индустрии, квантовые точки имеют интенсивность флуоресценции в 10–20 раз выше [13]. Квантовые точки являются более химически устойчивыми, чем природные флюорофоры, из-за своего химического состава, который уменьшает эффект фотообесцвечивания по сравнению с органическими красителями, и способны выдерживать воздействие кислот и высоких температур.

КВАНТОВЫЕ МАРКЕРЫ-РЕПОРТЕРЫ

Использование квантовых точек в технологии трассирования обусловлено большим количеством возможных комбинаций при синтезе маркеров-репортеров (более 60), называемых сигнатурами. Для каждой ступени или интервала используется своя уникальная сигнатура, что позволяет исключить ошибки при интерпретации и отвечает современным требованиям МГРП, включающем 30 и более стадий.

Различные типы и комбинации маркеров-репортеров размером в несколько микрон вводятся в полимерное покрытие проппанта, постепенно разрушающееся при контакте с нефтью и водой. Маркированный проппант добавляют к основной массе обычного проппанта и закачивают как расклинивающий материал в пласт при гидроразрыве пласта. В последующий длительный, не менее года, период времени происходит постепенное вымывание маркеров-репортеров водой и нефтью и их транспортирование потоком пластового флюида на поверхность. Маркеры-репортеры выделяются и в углеводородную и в водную фазы пластового флюида. Энергии маркеров недостаточно для последующего перехода из одной фазы в другую даже при условиях длительного центрифугирования с 3000 оборотов в минуту. Маркеры-репортеры не преодолевают границы раздела фаз и сохраняются в каждой «своей»

центрифугации на 3000 rpm.

Separated hydrocarbon and aqueous phases are further analysed in automatic mode and real time using a flow cytometer and especially designed computer equipment.

The flow cytometer suspends micro-particles in a stream of fluid and are passed by an electronic detection apparatus. The process allows simultaneous multiparametric analysis of the physical and chemical characteristics of particles including fluorescently-labelled marker-reporters.

Initially, a hydrodynamic focusing system is used in the microcapillary system, where due to the pressure difference between the sample and the flowing fluid, the marker-reporters are passed through the laminar flow of liquid one by one via the flow cell. Then, the particles are irradiated in the liquid with laser radiation and subsequently light scattering and fluorescence signals were recorded from each quantum dot in the marker-reporters.

With the aid of a flow cytometer, the parameters of particles in the liquid being analyzed are recorded in order to determine the qualitative and quantitative compositions of the marker-reporters. The flow cytometer records two (2) types of light scattering: direct (small-angle) and lateral.

The direct light scattering detector is located along the laser beam behind the flow cell and records the laser radiation, which is scattered at angles of 2–19 degrees. The intensity of light scattered at a small angle is proportional to the size of the particle. Larger particles scatter light more strongly than small ones.

The internal contents of the particles are optically non-uniform. The laser beam, passing through the particle, is repeatedly refracted and scattered in all directions. Registration of this radiation allows us to judge the shape, size and internal structure of the particle.

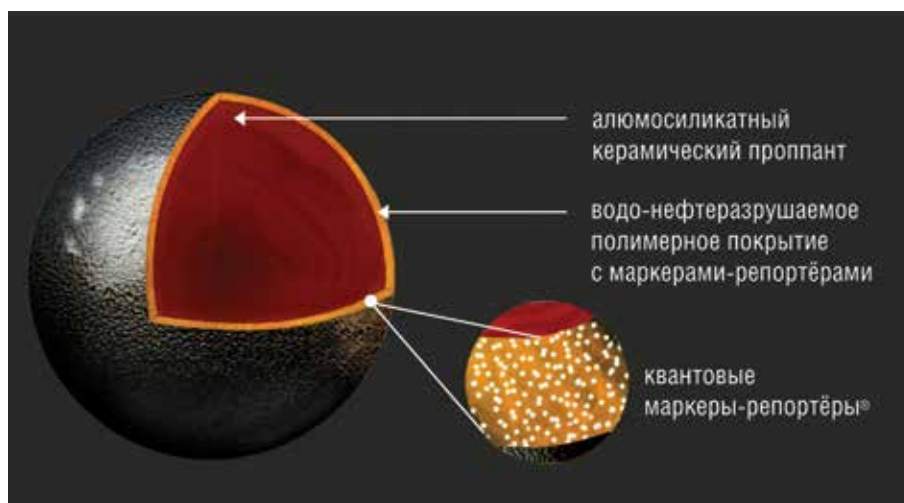


Рисунок 7 – Схема зерна маркированного проппанта GeoSplit

Figure 7 – Proppant GeoSplit with marker-reporters embedded to polymer coating

фазе сколь угодно долго. Таким образом, каждая из фаз пластового флюида надежно обеспечивается своей порцией индикаторов.

Пробы скважинного флюида, взятые на устье скважины, проходят этап пробоподготовки, включающей в себя разделение углеводородной и водной фаз пластового флюида согласно методу, изложенному в ASTM 4006 «Standard Test Method for Water in Crude Oil by Distillation», с использованием деэмульгатора и центрифугирования. Далее разделенные углеводородная и водная фазы проб анализируются в автоматическом режиме методом проточной цитометрии с помощью программно-аппаратного комплекса «Геосплит». Метод основан на исследовании дисперсных сред в режиме поштучного анализа элементов дисперсной фазы по сигналам светорассеяния и флуоресценции (рис. 8).

Первоначально используется система гидродинамической фокусировки в микрокапиллярной системе, где за счет разности давлений между образцом и обтекающей жидкостью обеспечивается прохождение маркеров в ламинарном потоке жидкости поодиночке по проточной ячейке. Далее происходят облучение частиц в жидкости лазерным излучением и регистрация сигналов светорассеяния и флуоресценции от каждой квантовой точки или их комбинаций в маркерах-репортерах.

При помощи проточного цитометра регистрируются параметры частиц в исследуемой жидкости с целью выделения качественного и количественного состава маркеров. Проточный цитометр регистрирует два типа светорассеяния: прямое (малоугловое) и боковое (рис. 9).

Детектор прямого светорассеяния располагается по ходу лазерного луча за проточной ячейкой и регистрирует излучение лазера, которое рассеивается под углами 2–19 градусов. Интенсивность рассеянного под малым углом света пропорциональна размеру частицы. Более крупные частицы рассеивают свет сильнее мелких. Внутреннее содержимое частиц оптически неоднородно. Луч лазера, проходя сквозь частицу, многократно отражается, преломляется и рассеивается в разных направлениях. Регистрация этого излучения позволяет судить о форме, размерах и внутреннем строении частицы.

В результате работы проточного цитометра регистрируются события, представляющие собой оптические неоднородности в оптически однородной подвижной фазе (рис. 10). Так как используемые оптические метки имеют характерное «свечение» каждая в своей спектральной области, используемое нами программное обеспечение позволяет отделить каждую из используемых для анализа сигнатур среди большого множества «событий», регистрируемых проточным цитометром. Интерпретация и идентификация каждой сигнатуры основывается на следующих положениях.

Квантовые точки в маркеры вводятся как в индивидуальном виде, так и в виде различных комбинаций. Кроме того, переменной величиной является не только их комбинация, но и различная

As a result of the flow cytometer operation, "events" that are optical inhomogeneities in an optically homogeneous mobile phase are recorded. Since the optical markers used have a characteristic "glow", each in its spectral region at a fixed wavelength, the software registers each of the signatures used for analysis among a large number of "events", were recorded by the flow cytometer. Quantum dots in markers-reporters are entered individually as well as in various combinations. In addition, the variable is not only their combination but also their different concentrations. Thus, using three (3) different quantum dots in various combinations by optical characteristics, as well as two (2) different concentrations (high and low), a large number of different optical signatures is created. Each marker-reporter signature corresponds to the specific region of the spectral space, which does not intersect the specific regions of other combinations of quantum dots. The software used for optical identification of each signature isolates the specific area of the spectral space (3D image) and counts the registered "events" in each area. The definition of the specific regions described above is based on the data of laboratory

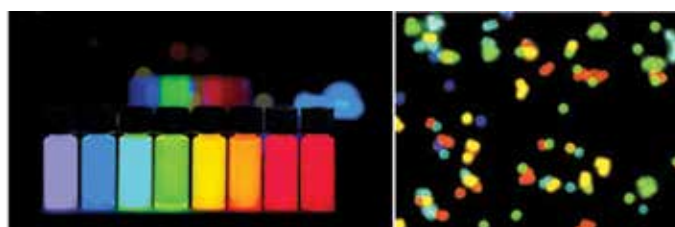


Рисунок 8 – Квантовые точки, флуоресцирующие при лазерном облучении
Figure 8 – Colloidal quantum dots irradiated with a laser light. Different-sized quantum dots emit light of varying colours due to quantum confinement

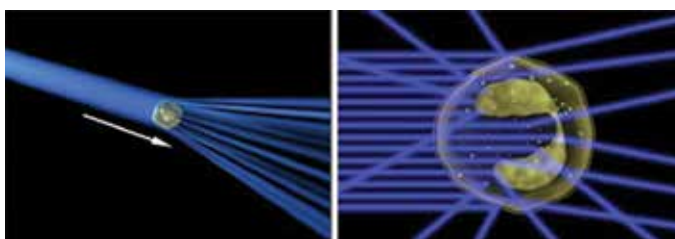


Рисунок 9 – Прямое и боковое светорассеяние частицы

Figure 9 – Direct and lateral light scattering

experiments modelling each signature separately, as well as their numerous combinations. The data obtained is interpreted by a software and is visualized in the form of zones inflow charts along the stages of fracturing which shows accumulated oil and water production in each interval.

The raw data from flow cytometer is interpreted by software and visualized in the form of inflow charts per each fracturing stage. The chart shows change the inflow in time as well as depicts accumulated oil and water production rates in each stage. An example

Method of Analysis - Flow Cytometry

GEOSPLIT

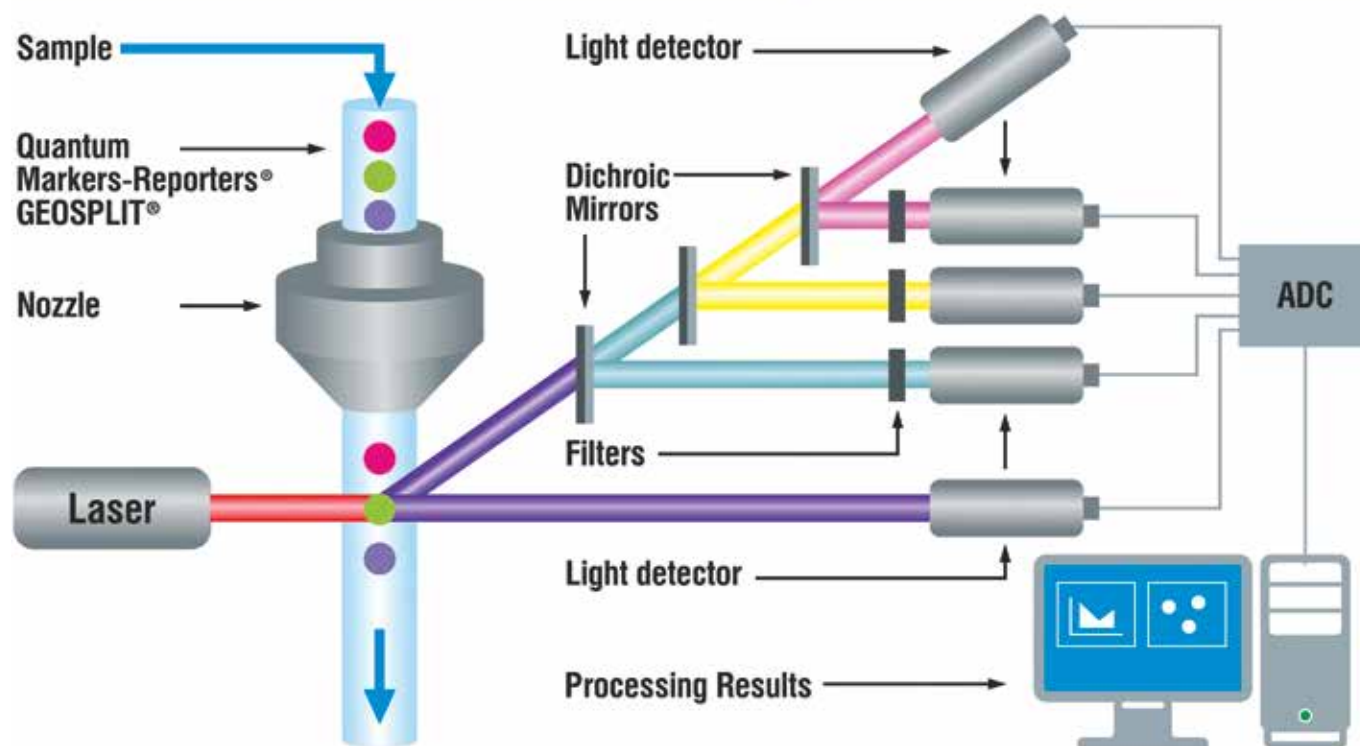


Рисунок 10 – Схема работы проточного цитометра
Figure 10 – Flow chart of the flow cytometer

концентрация. Таким образом, используя три разные по оптическим характеристикам квантовые точки в различных комбинациях, а также две различные их концентрации (высокую и низкую), можно получить большое количество различных по оптическим свойствам сигнатур.

Особенностями цитометрического метода исследования в трассерной технологии является то, что регистрируется количество маркеров каждого кода в зависимости от интенсивности их излучения на фиксированной длине волны.

Каждой сигнатуре маркера соответствует характеристическая область спектрального пространства, которая не пересекается с характеристическими областями других комбинаций квантовых точек. Программное обеспечение, применяемое для оптической идентификации каждого кода, позволяет выделить их характеристическую область спектрального пространства (3D-изображение) и произвести подсчет зарегистрированных «событий» в каждой такой области. Определение описанных выше характеристических областей проводится на основе данных лабораторных экспериментов, моделирующих каждую сигнатуру в отдельности, а также их многочисленные сочетания.

Полученные данные интерпретируются с помощью программного обеспечения и визуализируются в виде графиков притока по ступеням ГРП во времени

of the visualization of the inflow profiles after a 6-stage hydraulic fracturing in a gas condensate well, conducted in 2015, is shown in Figure 11. In this case, the marker diagnostics did not register production from the first three ports. Analysis of three samples didn't record markers with signatures №1, №2 and №3. As it was explained by customer later, the completion was partially blocked by a stuck ceramic ball. After Coiled Tubing milling operation the ball was eliminated from wellbore and stages №1, №2 and №3 contributed to production.

FIELD IMPLEMENTATION ASPECTS

Together with the customer, the key job parameters are defined: the required number of signatures of the marker-reporters, proppant fraction to be used in fracturing operation and the schedule to obtain samples of formation fluid after fracturing. The production cycle takes 30 days, including the purchase of ceramic proppant, applying polymer coating with markers and exit inspection procedures. Further proppant is delivered to the customer's wellsite. In prior multistage fracturing operation, the field supervisor performs field quality control, which includes the acceptance of proppant at the site, validation of quality certificates and product

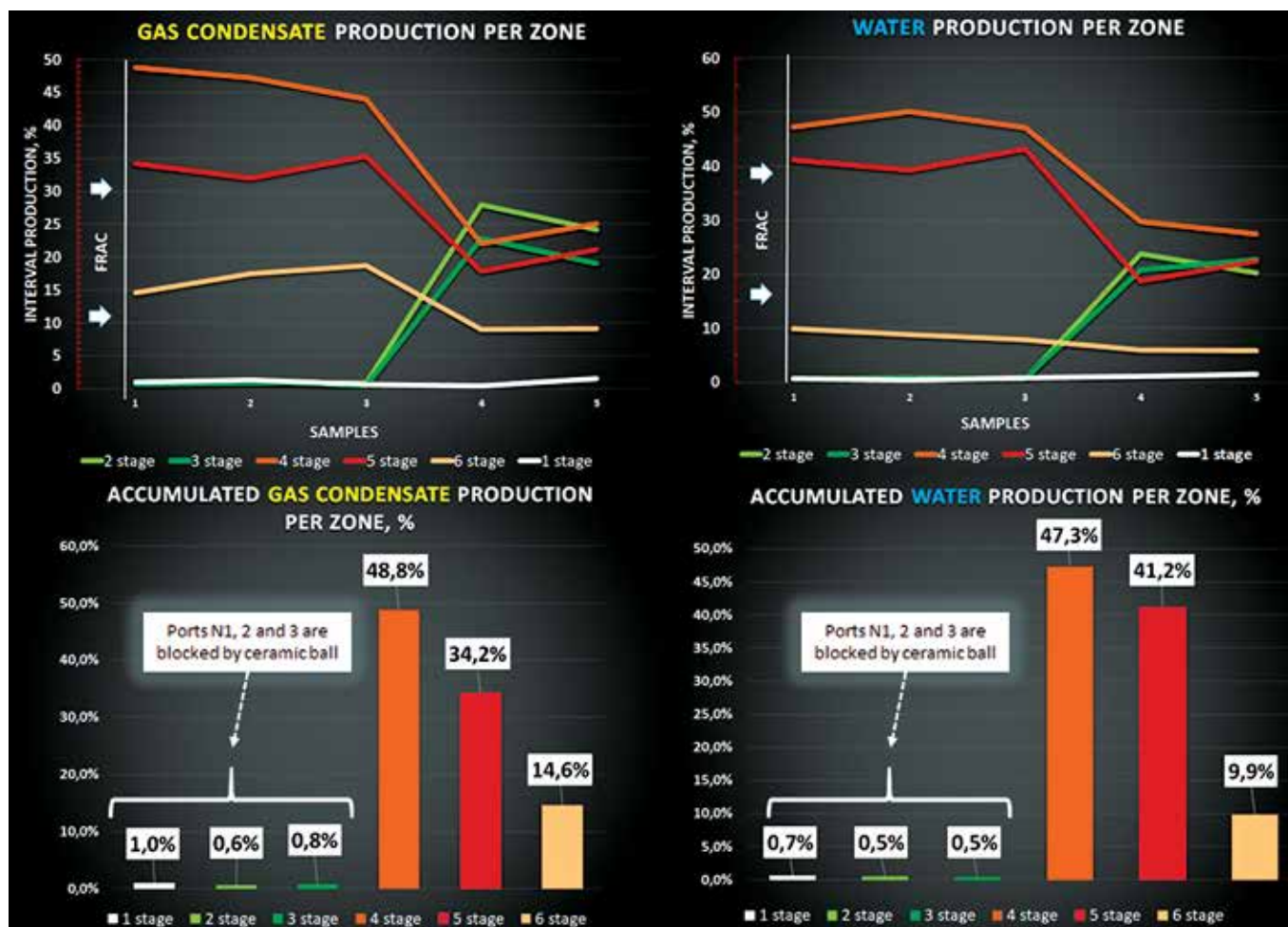


Рисунок 11 – Пример визуализации профилей притоков
Figure 11 – Example of marker-based production logging

и накопленных дебитах по нефти и воде в каждой из ступеней. Пример визуализации профилей притоков после 6-стадийного МГРП на газоконденсатной скважине, проведенного в 2015 году, представлен на рис. 11. В данном случае маркерная диагностика не зарегистрировала работу первых трех портов по результатам отбора первых трех проб. Как было выяснено позже, во время операции МГРП произошла механическая блокировка внутреннего сечения компоновки застрявшим шаром, после разбуривания которого ступени №1, 2 и 3 включились в работу.

ОПИСАНИЕ ПРОЦЕДУРЫ ПРИМЕНЕНИЯ МАРКИРОВАННОГО ПРОППАНТА

Совместно с заказчиком определяется необходимое количество сигнатур маркеров, требуемая фракция проппанта и график отбора проб. Производственный цикл занимает 30 дней, в течение которых производится закупка керамического проппанта у производителя, наносится полимерное покрытие с маркерами и осуществляются процедуры выходного контроля качества. Далее проппант доставляется на месторождение заказчика. При производстве МГРП полевой представитель компании – поставщика услуг трассерного мониторинга производит полевой контроль качества, включающий приемку проппанта на месторождении, предъявление сертификатов качества и испытаний продукции, и непосредственно

tests. During the operation, field representative ensures the correspondence of the signatures with the assigned fracturing stage, take arbitration samples of the marked proppant, verifies the implementation of the approved work plan and track possible deviations from the job program. After the fracturing, customer representatives take samples of formation fluid at the wellsite according to the approved schedule and correctly label them for subsequent identification. Upon completion of the sample package stipulated by the contract, the company – provider of the quantum dot marker services organises sample delivery to its laboratory. Samples are opened in the presence of the customer's representative at the same time preparing the acceptance certificate to prevent any discrepancies with the arbitration tests (stored by the customer within 1 year). Interpretation and generation of production logging report is within two (2) weeks upon which the report is delivered to the customer.

CONCLUSION

Qualitative and quantitative analysis of quantum dot marker-reporters in samples of formation fluid allows making informed conclusions about the performance of productive intervals of horizontal well. Application of the technology in the fields

во время операции ГРП – соответствие используемых сигнатур с номерами ступеней, отбор арбитражных проб маркированного проппанта, а также удостоверяется в выполнении утвержденного плана работ и документирует возможные отклонения.

Далее представители заказчика отбирают пробы пластового флюида на месторождении в соответствии с утвержденным графиком и корректно маркируют отобранные пробы для последующей идентификации. По завершении комплектации предусмотренного договором пакета проб компания, предоставляющая услуги трассерного мониторинга профилей притоков скважин, организывает их доставку в лабораторию. Пробы вскрывают в присутствии представителя заказчика с составлением акта сдачи-приемки для предотвращения разночтений с арбитражными пробами (хранятся заказчиком в течение 1 года). Отчет по профилям притоков скважины направляется заказчику в течение двух недель.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Применение технологии Geosplit на месторождениях ведущих российских добывающих компаний в 2016–2017 годах показало, что по сравнению со спуском инструментов в скважину с помощью каротажного оборудования и ГНКТ для записи данных по расходам и течению фаз пластового флюида по всему стволу скважины трассерный мониторинг обладает следующими преимуществами:

- работа в течение длительного времени с формированием динамичной картины производительности каждого из интервалов скважины, в отличие от одноразовой каротажной операции;
- значительно более низкая ресурсоемкость и стоимость исследований;
- уверенная работа в условиях, когда традиционные внутрискважинные каротажные операции невозможны или осложнены.

Технология мониторинга профилей притоков скважин с использованием квантовых маркеров позволяет решать ряд важных задач, например:

- оценка профиля притока скважины после МГРП;
- оценка работы каждой ступени по воде и нефти;
- оптимизация технических решений по закачиванию скважин на ранних стадиях разработки месторождения;
- анализ потенциального долгосрочного извлечения флюида;
- получение информации для анализа взаимного влияния соседних скважин. ☉

of the leading Russian oil and gas companies in 2016–2017 showed the following benefits:

- The possibility of monitoring inflows for a long period of time, in contrast to a one-time logging operation;
 - A significantly lower resource intensity and cost;
 - Confidence in conditions when the traditional downhole logging operations are complicated.
- Quantum dot marker technology allows solving a number of problems, such as:
- Post fracturing inflow profile evaluation extended in time;
 - Assessment of each production interval in regards to water and oil production;
 - Optimization of technical solutions for well completions in the early stages of field development, such as number of ports;
 - Analysis of hydrocarbon extraction ratio;
 - Detailed information in the analysis of mutual influence of neighbouring wells in the oilfield. ☉

ЛИТЕРАТУРА/REFERENCES

1. SPE 120591, Horizontal Well Production Logging Deployment and Measurement Techniques for US Land Shale Hydrocarbon Plays, Duncan Heddleston, SPE, Recon International, 2009.
2. "Production logging in horizontal wells under condition of low unstable inflow", Kolesnikova A.A., Kremenetsky M.I., Ipatov A.I., Kovalenko I.V., Komarov V.S., Nemirovich G.M., Oil Industry Magazin, 2016.
3. CDU TEK, Central Dispatching Department of Fuel Energy Complex, Completed wells in horizontal drilling, 2017.
4. Rudnitsky S.V., Ananenko S.A., Kravets V.A., Market research report "The production logging and multistage hydraulic fracturing market in Russia". RPI Eastern Europe, 2017.
5. CDU TEK, Central Dispatching Department of Fuel Energy Complex, Hydraulic Fracturing, 2017.
6. CDU TEK, Central Dispatching Department of Fuel Energy Complex, Completed wells in producing drilling, 2017.
7. "Keeping Producing Wells Healthy", Akhnoukh R., Leighton J., Bigno Y., Schlumberger Oilfield Review Magazin, 1999, Volume: 11, 30–48. SPWL-2005-A, Overview Of High-Angle And Horizontal Well Formation Evaluation: Issues, Learnings, And Future, Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts, 2005.
9. Gurianov A.V., Katashov A.U., Ovchinnikov K.N. "Production logging using quantum dot tracers", Coiled Tubing Times, Volume 60, 40–49.
10. Kawasaki et al. Nanotechnology, nanomedicine, and the development of new, effective therapies for cancer. Nanomedicine: Nanotechnology, Biology, and Medicine. 2005; Volum 1, 101–109
11. Alivisatos, et al. Quantum dots as cellular probes. Annu. Rev. Biomed. Eng. 2005, 55–76.
12. "Quantum size effect in the optical-spectra of semiconductor micro-crystals", Ekimov A.I., Onushchenko A.A., Soviet Physics: Semiconductors, 1982, 775–778.
13. Gao et al. In vivo molecular and cellular imaging with quantum dots. Current opinion in biotechnology. 2005, 63–72.

**Не забудьте оформить подписку на журнал
«Время колтюбинга»!**

Индекс в подписном каталоге «Роспечати» 84119.



*Только оригинальные запчасти!
Только профессиональные услуги!*

СЕРВИС КОЛТЮБИНГОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ ТЕПЕРЬ ЕЩЕ ДОСТУПНЕЕ

Компания «МашОйл»
(Российская Федерация) —
официальный представитель по
сервисному обслуживанию
оборудования СЗАО «ФИДМАШ»
(Республика Беларусь).

Основные наши услуги это:

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

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



www.mashoil.ru

СКЛАД в г. Сургут
ул. Буровая, д. 6, 1 эт.
Тел. +7 (922) 256-59-89
Колесник Александр

Россия, 119017, г. Москва
Пыжевский пер., д. 5, стр. 1, офис 224
ОТДЕЛ ПРОДАЖ Тел. +375 (29) 664-74-04
+7 (916) 965-81-01
E-mail: sales@mashoil.ru
ОТДЕЛ СЕРВИСА Тел. +375 (29) 638 03 54
+7 (985) 423-18-57



Society of Petroleum Engineers

РОССИЙСКАЯ НЕФТЕГАЗОВАЯ ТЕХНИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ SPE

SPE RUSSIAN PETROLEUM TECHNOLOGY CONFERENCE

16-18 октября
2017

16-18 October
2017

Москва,
Россия
Moscow,
Russia

РЕГИСТРАЦИЯ ОТКРЫТА
ДО 2 ОКТЯБРЯ 2017

REGISTRATION DEADLINE
2 OCTOBER 2017

Контакты/Contacts:

Mariya Berezinskaya mberezinskaya@spe.org or
Anastasia Simonovskaya asimonovskaya@spe.org

T.: +7(495)268-0454

<http://spe.org/go/ru-17rptc>

ЗОЛОТЫЕ СПОНСОРЫ / GOLD SPONSORS

Schlumberger



HALLIBURTON

roxar
EMERSON GROUP COMPANY

НЕФТЬ-СЕРВИС – работа во благо клиента

На сегодняшний день «Нефть-Сервис» – одна из ведущих развивающихся компаний на нефтегазовом рынке России.

В этом году компании «Нефть-Сервис» исполняется 17 лет. На протяжении своего существования она является надежным поставщиком оборудования для крупнейших нефтегазовых компаний России и СНГ, специализируется на разработке и производстве нефтепромыслового оборудования.

В ООО «Нефть-Сервис» приоритетной задачей является своевременная реакция на потребности заказчиков. На предприятии «Нефть-Сервис» организован полный цикл производства: от конструкторских разработок, проектирования до изготовления с последующей транспортировкой, монтажом и сервисным обслуживанием готовой продукции. Наш опыт выполнения проектов самой разной сложности, потенциал и широкая география деятельности позволяют предложить клиентам оптимальный набор услуг и продукции на экономически выгодных условиях.

География деятельности ООО «Нефть-Сервис» охватывает всю страну и ближнее зарубежье. Помимо большого опыта работы на российском рынке компания сотрудничает со странами СНГ, Ближнего Востока, Северной и Южной Америки.

Компания «Нефть-Сервис» находится в тройке ведущих игроков в подсегментах нефтесервисного рынка (производство ключей и спайдеров, телеметрическое оборудование) и обладает развитыми компетенциями для освоения новых ниш.

С начала производства было изготовлено более 1000 комплектов ключей и спайдеров, более 900 штук перфораторов различных модификаций, реализовано более 200 комплектов нестандартного оборудования по ТЗ заказчиков.

Реализованы решения в части импортозамещения: электронные платы для зарубежных систем телеметрии. Разработана и поставлена на испытания химическая машина для флота ГРП.

Мощная производственная база в Челябинске, Миассе и Сургуте позволяет наращивать производственные темпы компании, укреплять и расширять сотрудничество с лидерами нефтегазового рынка.

Сервисный участок позволяет выполнять ремонт гидравлических ключей любой сложности. Производственные мощности обеспечивают одновременное проведение сборочных работ до 30 единиц оборудования или до 50 капитальных ремонтов оборудования в месяц.

Инженерный центр компании «Нефть-Сервис» включает в себя проектную группу, группу инженерного сопровождения и собственные производственные подразделения, которые позволяют осуществлять полный цикл работ без привлечения сторонних организаций.

Адрес

454007, г. Челябинск, пр. Ленина, 26А/2

Oil-service.com

Тел. +7 (351) 222-00-25

e-mail: info@oil-service.com



Реверсивный ключ

- Повышение безопасности работ за счет минимизации рисков травмирования при смене направления спуско-подъемных операций.
- Увеличение скорости работ по ремонту скважин

Безроликовый гидравлический ключ К-4700 «Урал»

опорные плиты вместо роликов. Неприхотливы в эксплуатации, снижено число точек смазки до 3 шт. Ключ становится значительно надежнее, быстрее и тише в работе



Гидрораскрепитель ГР-50

для быстрого и безопасного срыва «прикипевшей» резьбы труб. Крутящий момент 50 кНм. Может работать как автономно – от ручного насоса, так и от гидростанции. Крутящий момент нарастает плавно, не прикладываются боковые усилия, следовательно, труба не гнется. Диаметр труб от 60 мм



Буровой гидравлический ключ «Ермак»

Ключ подвесной гидравлический КМА-5500 с гидравлической задержкой предназначен для быстрого, безопасного, точного свинчивания и развинчивания буровых труб с наружными диаметрами от 60 мм (2 3/8") до 140 мм (5 1/2")



Колтюбинг в ПАО «Укргаздобыча»

Краткий обзор

Coiled Tubing Technologies in PAO Ukrghazdobycha *Brief review*

Константин ЯРОВОЙ, начальник управления колтюбинговых технологий ПАО «Укргаздобыча»

Konstantin YAROVY, head of department of coiled tubing technologies in PAO Ukrghazdobycha

С уверенностью можно сказать, что история колтюбинга в Украине ведет свой отсчет с приобретения ПАО «Укргаздобыча» в 2002–2003 годах двух колтюбинговых установок производства компании National Oilwell Varco. До этого момента для частных компаний в Украине оказывались услуги, в основном сервисными компаниями из Польши, но это были единичные случаи.

В 2006 году ПАО «Укргаздобыча» приобрело еще две установки производства СЗАО «ФИДМАШ»: МК10Т и МК20Т. Спецификой работы этих установок стало то, что компания использовала их как самостоятельные единицы. Азотные установки и насосные агрегаты при выполнении работ предоставлялись смежными цехами, что отрицательно сказывалось на эффективности работ. К тому же использование азотных установок мембранного типа неблагоприятно сказывалось на состоянии гибкой трубы.

Такая ситуация длилась вплоть до 2016 года, когда компанией были приобретены еще четыре установки производства СЗАО «ФИДМАШ», МК30Т (3 единицы) и МК10Т (1 единица) в комплексе с насосным и азотным оборудованием и одна колтюбинговая установка блочно-модульного типа производства другой компании. Таким образом, на балансе «Укргаздобычи» состоит девять колтюбинговых установок, шесть из которых производства СЗАО «ФИДМАШ». На сегодняшний день установки NOV временно выведены из производства в связи с техническими рисками (инжекторы на этих установках морально устарели). ПАО «Укргаздобыча» провело консультации со специалистами СЗАО «ФИДМАШ» о модернизации этих установок, в частности, об укомплектации их инжекторами FM-127, доработанными под возможности именно их гидравлических систем. Также на машины будут установлены системы СКР43-20.

В данной публикации нет необходимости подробно останавливаться на технических характеристиках существующего оборудования, поскольку они хорошо известны читателям журнала. Однако хотелось бы обратить внимание на то, что мы работаем с ГТ 31,8 мм и 38,1 мм и

It is safe to say that the history of coiled tubing in Ukraine started in 2002–2003 when PAO Ukrghazdobycha acquired two coiled tubing units manufactured by National Oilwell Varco. Before that private companies in Ukraine were serviced mostly by companies from Poland and there were only isolated cases.

In 2006 PAO Ukrghazdobycha acquired two more coiled tubing units manufactured by FIDMASH: MK10T and MK20T. The feature of operation of



these units was the fact that the company used it as separate units. Nitrogen and pump units were provided by other departments and this had a negative impact on operation efficiency. In addition, using diaphragm-type nitrogen units exerted a detrimental effect on coiled tubing condition.

This situation lasted up to 2016 when the company acquired four more units manufactured by FIDMASH: MK30T (3 units) and MK10T (1 unit) along with pumping and nitrogen equipment and one skid-modular-type coiled tubing unit manufactured by another company. Therefore, Ukrghazdobycha possesses nine coiled tubing units, six of which are manufactured by FIDMASH. Today, NOV units are temporarily removed from service because of technical risks (injectors are outdated). PAO Ukrghazdobycha consulted with FIDMASH specialists about modernization of these units, in particular, about installing injectors FM-127, adjusted for these hydraulic systems. It is also planned to install data acquisition system SKR43-20.

It is no need to describe technical characteristics of the existing equipment in detail because journal readers are familiar with them. However, we would like to draw attention to the parameters of the equipment we work with: coiled tubing diameter is

максимальной длиной 6200 м, инжекторами с тяговым усилием от 14 до 36 т, насосными установками в кислотостойком исполнении с рабочим давлением 700 кг/см², азотными установками криогенного типа с рабочим давлением 700 кг/см².

Применяемые технологии на данный момент также довольно стандартные:

- освоение скважин;
- промывка глинисто-песчаных, солевых пробок;
- кислотные обработки;
- вымыв пропанта и вывод скважин на режим после ГРП;
- восстановление проходимости в аварийном инструменте при КРС или бурении с целью ускорения процессов ликвидации аварий.

При моделировании процессов и анализе проведенных работ ПАО «Укргаздобыча» на сегодняшний день использует программный пакет Cerberus.

Специфика работ на месторождениях на поздней стадии разработки с посаженными пластовыми давлениями накладывает свои



требования. Программа Hydra в вышеупомянутом продукте Cerberus позволяет нам перед работой определяться с режимами промывки, что особенно важно при очистке ствола скважины от пропанта после ГРП. На большинстве наших скважин даже пенные системы не приводят к должному результату, поэтому промываться приходится порциями жидкости (как правило, это линейные гели с ПАВ). Технология следующая:

- спуск ГТ до башмака НКТ с удалением жидкости из ствола скважины (фактически освоение);
- допуск «на сухую» для определения «головы» пропанта;
- очистка ствола скважины от пропанта порциями жидкости. В этом случае мы достигаем эффекта самоочистки скважины. Трещины ГРП на стадии промывки чистятся от жидкости ГРП, которая, смешиваясь с азотом на забое, выносит пропант на поверхность. В наших условиях, пока мы не нашли альтернативу этой технологии, кроме того, на глубинах свыше 3500 м и в условиях высоких температур на забое мы часто сталкиваемся с проблемой образования пропантовых корок, которые, кроме как с «прожиганием» азотом, пройти не удастся;

31.8 mm and 38.1 mm, maximum length is 6200 m, injector pull capacity ranges from 14 to 36 t, pump units are acid-proof with working pressure of 700 kg/sm², cryogenic nitrogen units with working pressure of 700 kg/sm².

At present time, the applied technologies are pretty usual:

- well stimulation;
- cleanout of clay-sand seals and salt seals;
- cleanout of proppant and bringing the well to operation mode after fracturing;
- recovery of conductivity in lost equipment during workover or drilling for acceleration of emergency control operations.

Today, PAO Ukrgazdobycha uses Cerberus software for processes design and operations analysis.

Working in the fields at the closing stage of development with low reservoir pressure has its specific requirements. Hydra in above-mentioned Cerberus software allows determining cleanout mode that is critically important for proppant cleanout after fracturing. Even foam systems aren't effective in most of our wells, that is why it is necessary to conduct cleanout with fluid pills (usually, linear gels with surfactants). The technology is described below:

- run in hole to the tubing shoe, removing fluid from the wellbore (well stimulation, in fact);
- run in «dry» hole in order to determine the upper depth of proppant;
- wellbore proppant cleanout with fluid pills. In this case the effect of well self-cleanout is achieved. At the cleanout stage fractures are cleaned from fracturing fluid that delivers proppant to the surface after mixing with nitrogen at the bottomhole. Under our conditions we don't have an alternative technologies. Moreover, there is a problem of proppant cakes development at depths more than 3500 m and at high temperatures at the bottomhole. The only way to pass these cakes is to use nitrogen.
- wellbore drainage with nitrogen for fractures cleanout from fracturing fluid, bringing well to operation mode.

I would like to briefly describe the results achieved in 2016 and the contribution of coiled tubing technologies to the 20/20 Program.

In 2015, there was no one coiled tubing operation performed. The main reason was the lack of funding and therefore the lack of spare parts for units repair and the lack of coiled tubings.

In 2016, the situation changed drastically - spare parts, coiled tubings, new units were purchased. Starting from April we put equipment into operation step by step. So, 155 operations were carried out till the end of the year. 84 of these operations were successful.

Therefore, the company average success rate of

- дренирование скважины азотом для очистки трещин от жидкости ГРП, вывод скважины на режим.

Кратко хочу остановиться на результатах, достигнутых в 2016 году, и вкладе колтюбинговых технологий в достижение результатов Программы 20/20.

В 2015 году не было выполнено ни одной работы с помощью колтюбинга. Основной причиной являлось отсутствие финансирования и, как следствие, отсутствие ЗИП для ремонта установок, а также отсутствие ГТ.

В 2016 году ситуация изменилась кардинально, были закуплены ЗИП, ГТ, новые установки. С апреля мы начали постепенно вновь вводить оборудование в эксплуатацию, таким образом, до конца года было выполнено 155 операций, 84 из которых считаются успешными.

Таким образом, средняя успешность работ по компании составила 0,54. Причины такого результата требуют отдельного обсуждения. Достигнутый эффект в 2016 году от применения колтюбинговых технологий составил 88,1 млн м³ газа, планируемая дополнительная добыча до конца 2017 года по выполненным работам составляет 366,5 млн м³ газа.

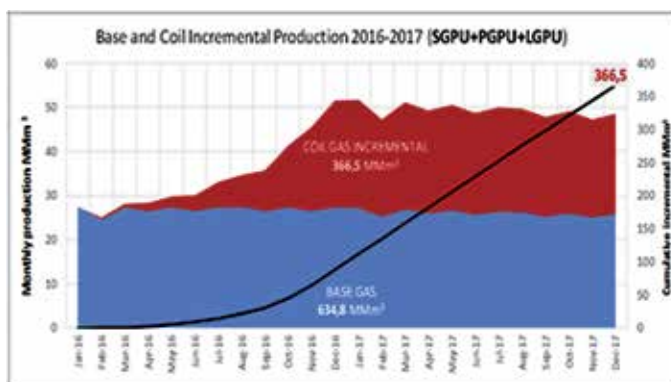
Колтюбинговые технологии – лишь часть общей программы, основными и единственными задачами которой сейчас являются:

- поддержание базовой добычи и снижение тренда ее падения;
- интенсификация добычи в рамках проекта ГРП;
- интенсификация добычи в рамках проекта КРС;
- интенсификация добычи в рамках проекта бурения новых скважин.

Поэтому имеющегося ресурса колтюбингового оборудования на данный момент недостаточно. В 2017 году было принято решение по закупке услуг сторонних сервисных подрядчиков как наиболее быстрого способа привлечения ресурса.

На сегодняшний день рынок сервисных услуг по колтюбингу в Украине представлен двумя сервисными компаниями с довольно устаревшим оборудованием. Однако мы ожидаем, что не менее семи компаний будут участвовать в конкурсе, в том числе компании из Беларуси и Европы. Привлекая сервисных подрядчиков, которые являются лидерами в своей области, мы ожидаем получить качественный сервис с передовыми технологиями.

Это не значит, что мы не планируем увеличивать собственный парк оборудования. По результатам 2017 года мы сможем более точно определиться с необходимым количеством и техническими характеристиками, но уже сейчас понятно, что оборудование производства СЗАО «ФИДМАШ» представляет для ПАО «Укргаздобыча» преимущественный интерес. ☉



Business Unit	Coil operation successful	Average per well MMcf	Total Production 2016-2017	Jan-16	Feb-16	Mar-16	Apr-16	May-16	Jun-16	Jul-16	Aug-16	Sep-16	Oct-16	Nov-16	Dec-16	Jan-17	Feb-17	Mar-17	Apr-17	May-17	Jun-17	Jul-17	Aug-17	Sep-17	Oct-17	Nov-17	Dec-17
PGPU	21	16,617 BASE	349,0	15.1	15.6	15.1	14.6	15.1	14.6	15.1	14.6	15.1	14.6	15.1	14.6	15.1	14.6	15.1	14.6	15.1	14.6	15.1	14.6	15.1	14.6	15.1	14.6
		7,031 COIL	147,7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
SGPU	27	7,686 BASE	212,9	8.2	8.3	8.2	8.9	8.2	8.9	8.2	8.9	8.2	8.9	8.2	8.9	8.2	8.9	8.2	8.9	8.2	8.9	8.2	8.9	8.2	8.9	8.2	8.9
		6,784 COIL	183,2	0.0	0.2	0.0	1.7	1.7	2.1	2.1	2.7	3.0	3.3	3.5	12.4	12.5	11.2	12.3	11.8	12.2	11.7	12.9	11.9	11.8	11.3	11.0	10.7
LGPU	36	2,025 BASE	72,9	3.1	2.8	3.1	3.0	3.1	3.0	3.1	3.0	3.1	3.0	3.1	3.1	3.0	3.1	3.0	3.1	3.0	3.1	2.9	3.0	3.0	2.9	2.8	2.9
		0,992 COIL	35,7	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.0	0.6	0.9	1.5	1.5	1.9	2.3	2.4	2.1	2.3	2.3	2.3	2.2	2.3	2.3	2.2	2.2	2.2	2.2
TOTAL	84	7,557 BASE	634,8	27.4	26.7	27.4	26.5	27.4	26.5	27.4	26.5	27.4	26.5	27.4	26.5	27.4	26.5	27.4	26.5	27.4	26.5	27.4	26.5	27.4	26.5	27.4	26.5
		4,363 COIL	366,5	0.0	0.2	0.0	1.7	1.7	2.1	2.1	2.7	3.0	3.3	3.5	12.4	12.5	11.2	12.3	11.8	12.2	11.7	12.9	11.9	11.8	11.3	11.0	10.7

operations constituted 0.54. The reason of this effect is another topic. In 2016 the achieved effect from application of coiled tubing technologies was 88.1 MMCM of gas, planned additional production for completed well operations till the end of 2017 is 366.5 MMCM of gas.

Coiled tubing technology is just a part of the general program. Main and only tasks of this program are:

- maintaining primary production rate and reduction of production decline trend;
- production enhancement for the fracturing project;
- production enhancement for the workover project;
- production enhancement for the project of drilling new wells.

That is why the existing volume of coiled tubing assets is not sufficient. In 2017 it was decided to purchase services from external contractors as it is the quickest way to attract assets.

At present time, coiled tubing service market in Ukraine is represented by two service companies with relatively outdated equipment. However we expect that no less than seven companies will take part in tender procedure, including companies from Belarus and Europe. By attracting top industry service contractors we expect high-quality service with cutting-edge technologies.

This doesn't mean we don't plan to expand our own equipment fleet. According to the results of the 2017 year, we will have the opportunity to define the exact number and technical specifications, but today it is clear that equipment manufactured by FIDMASH is of the utmost interest for PAO Ukrghazdobycha. ☉



Гидравлический разрыв пласта

Frac service

Услуги с установками ГНКТ

Coiled tubing services

Освоение скважин азотом

Well stimulation with nitrogen units

Заканчивание скважин

Well completion

Сервис аренда и продажа пакеров

Packer providing service, rent & sale

Ловильный сервис, аренда и продажа

Fishing service, rent & sale



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

Колтюбинговые технологии в РУП «Производственное объединение «Белоруснефть»

Coiled Tubing Technologies in RUP Production Association “Belorusneft”

А.Н. КОБЕЦ, начальник участка по повышению нефтеотдачи пластов УПНПРС РУП «ПО «Белоруснефть»

A. KOBETS, director of enhanced oil recovery department in RUP PO “Belorusneft”

Колтюбинговые технологии в РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» применяются с 2007 года. В настоящее время задействованы две колтюбинговые установки.

Первой колтюбинговой установкой, которая была приобретена компанией, стала установка тяжелого класса МК30Т производства СЗАО «ФИДМАШ» на полуприцепе с максимальным тяговым усилием инжектора 36 тонн и емкостью узла намотки для ГНКТ диаметром 60,3 мм 3200 м. Машина тяжелого класса была выбрана с прицелом на выполнение не только стандартных операций, но и более сложных работ, таких как направленное бурение.

Вторая установка МК30Т производства СЗАО «ФИДМАШ» относится к среднему классу, базируется на шасси МЗКТ (10х10), имеет максимальное тяговое усилие инжектора 27,2 т и емкость узла намотки ГНКТ диаметром 38,1 мм 5500 м. Эта установка была приобретена непосредственно для выполнения стандартных видов работ.

Основной областью применения колтюбинговых технологий в компании на начальном этапе являлись следующие работы:

- промывки гидратно-парафиновых пробок;
- обработки призабойных зон (прежде всего, солянокислотные);
- освоение скважин;
- отмыв пропанта после ГРП;
- нормализация забоя скважин.

На новом этапе освоения колтюбинговых технологий «Белоруснефть» перешла к более сложным работам. В данный момент компания имеет опыт направленного колтюбингового бурения открытых коротких боковых стволов, многозабойных скважин, бурения горизонтальных скважин с управлением забойного давления, забуривания бокового ответвления в открытом стволе скважины без опоры на забой.

Всего выполнено бурение 1179 м межселевых карбонатных отложений диаметром 83–92 мм на семи скважинах:

- бурение многозабойных скважин;
- бурение коротких боковых стволов;



Coiled tubing technologies in RUP Production Association “Belorusneft” are applied since 2007. At present time company operates two coiled tubing units.

The first coiled tubing unit that was acquired by the company was heavy-class unit МК30Т manufactured by FIDMASH on a semitrailer truck with the maximum injector pull capacity 36 tons and reel capacity for 60.3 mm

diameter coiled tubing – 3200 m. Heavy-class unit was chosen for conducting complex operations such as directional drilling, along with standard operations.

The second unit МК30Т manufactured by FIDMASH is a medium-class unit, based on a chassis МЗКТ (10х10). This unit is characterized by the maximum injector pull capacity 27.2 tons and reel capacity for 38.1 mm diameter coiled tubing – 5500 m. This unit was acquired for performing standard operation types.

At the early stage, the main field of application



МК30Т

- бурение коротких боковых стволов с управлением забойного давления;
- бурение горизонтального открытого ствола скважины с управлением забойного давления.

Технология направленного колтюбингового бурения подразумевает использование колтюбинговой установки, оснащенной ГНКТ с заправленным геофизическим кабелем.

Для компоновки низа бурильной колонны (КНБК) применяется система направленного бурения СНБ 89-76М производства белорусского предприятия СЗАО «Новинка». Измеряемые параметры СНБ 89-76М по кабельному каналу связи передаются на поверхность, где выполняется контроль и управление технологией колтюбингового бурения. Применение СНБ 89-76М позволяет контролировать в режиме реального времени угловые и режимно-технологические параметры бурения, данные о забойных условиях работы компоновки, а также по гамма-коротажу выполнять привязку положения компоновки к геологическому разрезу скважины.

Целью проведения работ являлось:

- тестирование СНБ 89-76М;
- отработка технологии бурения боковых стволов и многозабойных скважин;
- отработка технологии бурения на депрессии (равновесии) с применением ГСЖ;
- отработка технологии забуривания ответвления в горизонтальном стволе скважины без опоры на забой;
- исключение поглощения бурового раствора, дифференциальных прихватов инструмента;
- увеличение зоны дренирования продуктивного пласта.

Для проведения работ по направленному колтюбинговому бурению был применен комплекс внутрискважинного и наземного оборудования в следующем составе:

- колтюбинговая установка МК30Т;
- противовыбросовое оборудование;
- ГНКТ диаметром 50,8 мм, оснащенная геофизическим кабелем;
- система направленного бурения (СНБ 89-76М);
- винтовой забойный двигатель;
- фрез-долото БИТ-92.

Максимальная протяженность пробуренного ствола скважины составила 268 м. Средняя механическая скорость бурения на репрессии была равна 1,4 м/ч. Средняя механическая скорость бурения на депрессии (равновесии) равнялась 2,2 м/ч. Средний отход от основного ствола скважины составил 60 м.

of coiled tubing technologies was the following operations:

- Cleanout of hydrate-paraffin blockages;
- Bottomhole zone treatment (in the first place, hydrochloric treatment);
- Well stimulation;
- Proppant cleanout after hydraulic fracturing;
- Bottomhole cleaning.

At the new stage of application of coiled tubing technologies Belorusneft turned to complex operations. Currently the company has the experience of directional coiled tubing drilling of short openhole sidetracks, multihole wells, drilling horizontal wells with bottomhole pressure control, drilling lateral hole in the openhole wellbore with no slack-off on the bottomhole.

In total, the company performed drilling of 1179 meters of inter-salt carbonate deposits in seven wells with 83–92 mm diameter:

- Drilling of multihole wells;
- Drilling of short sidetracks;
- Drilling of short sidetracks with bottomhole pressure control;
- Drilling of horizontal openhole wellbore with bottomhole pressure control.

Technology of directional coiled tubing drilling implies the application of a coiled tubing unit equipped with CT with logging cable inside.

Directional drilling system SNB 89-76M manufactured by Belorussian company Novinka was used as a bottomhole assembly (BHA). Measured parameters of SNB 89-76M was transmitted through cable channel to the surface where coiled tubing drilling is controlled and operated. The application of SNB 89-76M provides real-time control of angle, operation mode drilling parameters and bottomhole conditions. Also, this system makes possible to establish correlation between BHA location and geologic log according to gamma-logging.

The purposes of the operation were:

- Testing of SNB 89-76M;
- Testing of technologies of sidetracking and drilling multihole wells;
- Testing of technology of underbalanced drilling with gas-liquid mixture;
- Testing of technology of drilling sidetracks in horizontal wellbore with no slack-off on the bottomhole;
- Elimination of mud losses and differential sticking of tools;
- Enhancement of formation drainage area.

In order to conduct directional coiled tubing drilling the company applied a set of downhole and surface



Полученные результаты работ оценены как перспективные. Компания намерена продолжать развитие данной технологии.

Параллельно вышеуказанным работам специалистами РУП «ПО «Белоруснефть» были проведены опытно-промышленные испытания технологии фрезерования шаров и седел муфт МГРП многостадийной компоновки типа StageFRAC с применением системы направленного бурения СНБ 89-76М в горизонтальной скважине.

Целью проведения этих испытаний являлась отработка технологии фрезерования шаров и седел муфт МГРП на ГНКТ в горизонтальном стволе скважины с применением модулей системы СНБ 89-76М производства СЗАО «Новинка».

Для фрезерования шаров и седел муфт МГРП был применен комплекс внутрискважинного и наземного оборудования, используемого в технологии колтюбингового бурения, но в несколько измененном составе. Для детального контроля нагрузок на рабочий инструмент в компоновку был включен модуль нагрузки, на случай аварийной ситуации в компоновку также был включен разъединитель аварийный. Сама работа выполнялась непосредственно с помощью вогнутого торцевого фреза.

В состав компоновки входили:

- колтюбинговая установка МК30Т;
- противовыбросовое оборудование;
- ГНКТ диаметром 50,8 мм, оснащенная геофизическим кабелем;
- модули системы направленного бурения (СНБ 89-76М) – разъединитель и модуль нагрузки;
- винтовой забойный двигатель;
- торцовый фрез 3Ф3В-93.

Работы были разделены на несколько этапов.

1. Подготовка наземного и устьевого оборудования, монтаж и обвязка колтюбинговой установки.
2. Исследование (разрядка) скважины, заполнение зоны № 5 (муфта ГРП под шар № 5) МГРП ПСЖГ.
3. Перевод НКТ 89 мм на КТЖ с применением подъемного агрегата, смена НКТ диаметром 89 мм на НКТ диаметром 114 мм.
4. Перевод НКТ диаметром 114 мм на буровой раствор типа БРП, фрезерование муфт МГРП с помощью СНБ в режиме депрессии на продуктивный пласт.
5. Закачка в потайную колонну МГРП диаметром 114 мм ПСЖГ, перевод НКТ диаметром 114 мм на КТЖ.
6. Спуск воронки с пусковыми муфтами на НКТ диаметром 73 мм, освоение скважины.

Работы по фрезерованию шаров и седел муфт МГРП были выполнены успешно. К их результатам можно отнести:

- С применением колтюбингового оборудования выполнено фрезерование шаров и седел муфт МГРП с депрессией на продуктивный пласт (уровень депрессии 2,5–5,5 МПа).
- Применяемые модули СНБ 89-76М (разъединитель и модуль нагрузки) при фрезеровании муфт МГРП позволили выполнить работы с контролем

оборудования как следует:

- Coiled tubing unit МК30Т;
- Well control equipment;
- 50.8 mm diameter CT with logging cable inside;
- Directional drilling system (SNB 89-76M);
- Downhole drilling motor;
- Milling bit BIT-92.

The maximum length of a drilled wellbore was 268 m. The average overbalanced drilling rate of penetration was 1.4 m/hr. The average underbalanced drilling rate of penetration was 2.2 m/hr. The average horizontal reach was 60 m.

Results obtained were evaluated as perspective. The company intends to keep up the development of these technologies.

Along with abovementioned operations specialists of RUP PO Belarusneft conducted pilot testing of technology of milling MHF balls and sleeves of Stage FRAC multistage assembly. The operation was conducted in a horizontal well № 310g at Rechitskoye oil field with the application of directional drilling system SNB 89-76M.

The purpose of this pilot testing was to test the technology of milling MHF balls and sleeves in a horizontal wellbore using CT with SNB 89-76M modules manufactured by Novinka.

In order to conduct milling of MHF balls and sleeves the company applied a set of downhole and surface equipment used for coiled tubing drilling. But this time the set was slightly different. It was decided to put away orientation tool and include load module. Also it was decided to include a disconnect tool. The milling was performed with a face milling bit.

The components are as follows:

- Coiled tubing unit МК30Т;
- Well control equipment;
- 50.8 mm diameter CT with logging cable inside;
- Modules of directional drilling system (SNB 89-76M) – disconnect tool and load module;
- Downhole drilling motor;
- Face milling bit 3F3V-93.

The operation was divided into several stages.

1. Preparation of the surface and wellhead equipment, assembling and connecting of the coiled tubing unit.
2. Well testing (discharge), filling MHF zone № 5 (HF sleeve for a ball № 5) with polysaccharide killing fluid.
3. Filling tubing 89 mm with heavy-salt killing fluid using workover truck, replacement of 89 mm tubing with 114 mm tubing.
4. Filling tubing 114 mm with drilling mud, underbalanced milling of MHF sleeves using SNB.
5. Pumping into MHF liner with 114 mm diameter, filling tubing 114 mm with heavy-salt killing fluid.
6. Run in hole of a re-entry guide with gas-lift valves on a tubing 73 mm, well stimulation.

Milling of MHF balls and sleeves was performed successfully. The results as follow:

- Underbalanced milling of MHF balls and sleeves was performed using coiled tubing equipment (underbalance pressure – 5.5 МПа).

режимно-технологических параметров фрезерования и забойного давления в режиме реального времени.

- Выполнено фрезерование четырех муфт МГРП (зоны № 5 – № 2 ГРП).
- Средняя скорость фрезерования шара и седла муфты МГРП (выполненных из композитного материала) с применением вогнутого торцевого фрезы составила 0,23 м/ч.
- В качестве бурового раствора применялся БПР плотностью 750–1060 кг/м³. В процессе работ наблюдался приток газированной нефти.

При выполнении работ возникла проблема оснащения ГНКТ геофизическим кабелем. На первых этапах данная проблема решалась методом вымотки всей длины трубы в скважину с последующей запасовкой туда кабеля, что являлось очень трудоемким процессом. С 2014 года «Белоруснефть» имеет возможность выполнять работы со специальным комплексом оборудования для оснащения ГНКТ геофизическим кабелем. Этот комплекс позволяет оснастить геофизическим кабелем полость ГНКТ, намотанной на барабан.

С 2013 года в компании успешно осваивается уникальная технология СКИФ®, направленная на увеличение охвата неоднородных низкопроницаемых пластов выработкой и повышение коэффициента нефтеотдачи пластов.

Метод основан на формировании на действующих скважинах в интервале продуктивного коллектора системы радиальных глубокопроникающих каналов фильтрации для увеличения площади фильтрации пластовых флюидов к стволу скважины. Глубокопроникающие каналы фильтрации создаются путем гидромониторного размыва пласта после фрезерования отверстий в эксплуатационной колонне с применением специального комплекса внутрискважинного оборудования и специальной колтюбинговой установки СВПП.

На схеме показан процесс создания в интервале продуктивного коллектора системы разветвленных дренажных каналов протяженностью до 100 м на разных уровнях в заданных направлениях для увеличения охвата и площади фильтрации пластовых флюидов к стволу скважины. Спускаемая компоновка управляется оператором с устья. Эта компоновка устанавливается на эксплуатационной колонне, где делает несколько отверстий. На следующем этапе работ используется колтюбинговая установка, оснащенная ГНКТ диаметром 12,7 мм, размывочным рукавом и гидромониторной насадкой, которая, проходя через просверленные внутрискважинной компоновкой отверстия, выполняет размыв фильтрационных каналов.

За период отработки технологии СКИФ® на месторождениях Беларуси специалистами компании были проведены работы и выполнено 18 скважинно-операций, размыто 152 фильтра-

- The application of SNB 89-76M (disconnect tool and load module) during milling provided real-time monitoring of milling parameters and bottomhole pressure.
- 4 MHF sleeves were milled (MHF zones №5 – №2).
- The average speed of milling MHF balls and sleeves (made of composite material) using inverted face milling bit was 0.23 m/hr.
- Drilling fluid density was 750–1060 kg/m³. Inflow of gaseous oil was detected during operation.

gaseous oil was detected during operation.

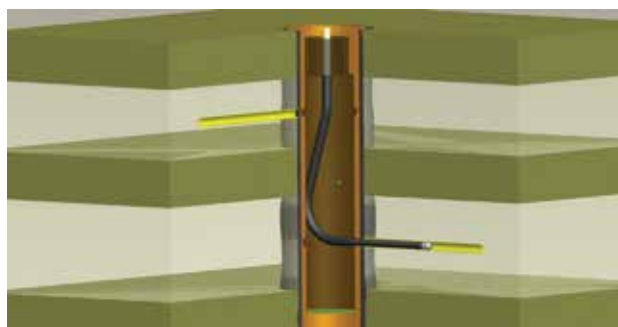
There was a problem with installing logging cable inside the CT. At early stages this problem was solved by unreeling the whole length of CT into the wellbore with the following installation of a cable inside the CT. That was a time-consuming process. Starting from 2014, Belorusneft performs operations with a special set of



equipment for installing logging cable inside the CT. This set of equipment provides installation of logging cable inside the CT spooled on the reel.

Starting from 2013, the company successfully conducts pilot testing of a unique SKIF® technology aimed at enhancement of drainage area in heterogeneous low-permeability reservoirs and oil recovery factor.

The method is based on creating of radial deep-penetrating filtration channels in productive reservoir



ционных канала, из них на 118 каналах жидкостью размыва служило дизельное топливо и на 34 каналах – техническая вода плотностью 1000–1050 кг/м³.

Фильтрационные каналы, размытые технической водой, также были обработаны раствором соляной кислоты (HCl). Работы на объектах выполнялись в объеме от одного до восьми уровней, при этом создавалось от двух до шестнадцати фильтрационных каналов длиной до 100 м, увеличивающих площадь дренирования скважинного флюида.

В августе 2016 года был начат новый этап в истории развития технологии SKIF®. Был заключен договор с одной из российских нефтедобывающих компаний на выполнение работ по созданию сети глубокопроникающих каналов фильтрации.

Командой специалистов «Белоруснефти» на ряде месторождений работы по технологии SKIF® были успешно проведены. Выполнено 10 скважино-операций, размыто 84 фильтрационных канала, из них на 40 каналах жидкостью размыва служило дизельное топливо и на 44 каналах – техническая вода плотностью 1000–1030 кг/м³. Фильтрационные каналы, размытые технической водой, также были обработаны раствором соляной кислоты (HCl). Работы на объектах выполнялись в объеме от одного до четырех уровней, при этом создавались от четырех до двенадцати фильтрационных каналов длиной до 100 м, позволяющих обеспечить дополнительный приток скважинного флюида в околоствольную зону.

В январе 2017 года были закончены работы по технологии SKIF® на трех объектах для одной из украинских компаний. Было успешно размыто 12 фильтрационных каналов.

На текущий момент компания «Белоруснефть» продолжает совершенствовать технологию SKIF®.

Новое направление развития компании – выполнение геофизических работ с колтюбингом. В настоящее время разрабатываются коннекторы оригинальной конструкции для выполнения геофизических работ на ГНКТ.

Компания «Белоруснефть» щедро делится опытом и всегда готова к сотрудничеству по всем направлениям. ☉



interval in producing wells for enhancement of reservoir fluids filtration area. Deep-penetrating filtration channels are created by jetting after milling holes in production casing. The technology uses a special set of downhole equipment and a special coiled tubing unit SVP1.

Schematic diagram demonstrates the process of creating of a system of branched drainage channels with length up to 100 m at different levels in determined directions in order to enhance drainage area. The deployed bottomhole assembly is controlled at the surface. This BHA is deployed at production string depth where it mills several holes. The next step implies using coiled tubing unit with a 12.7 mm diameter CT, a jetting hose and a jet nozzle that runs through milled holes and performs jetting of filtration channels.

During pilot testing of SKIF® technology at Belarus fields, company's specialists conducted 18 well operations. 152 filtration channels were jetted, 118 of them were jetted with a diesel fuel as a jetting fluid and 34 of them were jetted with the process water with density 1000–1050 kg/m³.

Filtration channels jetted with the process water were treated with solution of hydrochloric acid (HCl). During operation, from one to eight levels were jetted with a system of two – sixteen filtration channels with length up to 100 m.

In August 2016, there was a new stage in SKIF® technology history. The company made a contract with one of Russian oil producing companies. The contract was for creating a system of deep-penetrating filtration channels.

Belorusneft team successfully performed operations with SKIF® technology at several fields. The team conducted 10 well operations. 84 filtration channels were jetted, 40 of them were jetted with a diesel fuel as a jetting fluid and 44 of them were jetted with the process water with density 1000–1050 kg/m³. Filtration channels jetted with the process water were treated with a solution of hydrochloric acid (HCl). Work at the facilities was carried out in the volume from one to four levels, with four to twelve filter channels up to 100 m in length created allowing additional flow of well fluid into the near-barrel zone.

During operation, from one to four levels were jetted with a system of four – twelve filtration channels with length up to 100 m providing additional reservoir fluid inflow in the near-wellbore region.

In January 2017, the company finished SKIF® technology operations at three wells for one of Ukrainian companies. 12 channels were successfully jetted.

Belorusneft keeps on improving SKIF® technology.

The new field of the company development is conducting logging operations using coiled tubing. At present time, new original connectors are being developed for connecting other equipment to CT.

Belorusneft company generously shares its experience and is ready for cooperation in all directions. ☉



ТЕХНОЛОГИИ ИННОВАЦИИ ПРОГРЕСС

ООО «ТАГРАС–РЕМСЕРВИС»

- гидравлический разрыв пластов;
- колтюбинговые технологии;
- строительство скважин малого диаметра, водозаборных скважин;
- зарезка боковых и боковых горизонтальных стволов;
- текущий и капитальный ремонт скважин;
- стимуляция добывающих и нагнетательных скважин;
- производство химических реагентов для ПНП, кислотных композиций для ОПЗ, деэмульгаторов, растворителей АСПО, ингибиторов коррозии и солеотложений;
- услуги сопровождения работ по ликвидации внутрискважинных осложнений;
- инжиниринговые услуги.

Лауреат Премии Правительства Республики
Татарстан за качество 2015 года



Лауреат Премии Правительства Российской
Федерации в области качества 2016 года



Конференция и выставка по коiled tubing и внутрискважинным работам проходила в конференц-центре им. Джорджа Р. Брауна, г. Хьюстон, штат Техас, США, с 21 по 22 марта 2017 года. Это ежегодное событие было организовано Обществом инженеров-нефтяников (SPE) и Ассоциацией специалистов по коiled tubing технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA).

В мероприятии 2017 года было представлено большое число докладов, которые осветили достижения, инновационные решения, практики и решения для улучшения производительности во всех секторах индустрии, включая:

- коiled tubing технологии;
- кабельные работы и операции с использованием скважинных тракторов;
- ремонт скважины/спуск инструмента под давлением;
- насосную эксплуатацию.

Общие темы, которые были освещены, включали в себя технологии и примеры их использования в наземных и шельфовых проектах, а также практики по поддержанию промышленной и экологической безопасности. В свете текущих трудностей в индустрии был сделан особый акцент на повышение производственной эффективности, снижение непродуктивного времени, а также на рентабельное глушение скважин.

Журнал «Время коiled tubing» представляет вашему вниманию аннотации наиболее интересных докладов, представленных во время конференции и выставки SPE/ICoTA 2017 по коiled tubing и внутрискважинным работам.

Продвинутая система для размещения инструмента в скважинах под давлением дает возможность провести восстановительные работы по борьбе с пескопроявлением

Чарли МакКлин, Перри Хиллис, Стивен Жукич, Колби Росс, Питер Кид (Baker Hughes)

АННОТАЦИЯ

На месторождениях, расположенных на умеренно сцементированных песчаниках, в любое время возможно наличие скважин с низкой или нулевой продуктивностью, обусловленной выносом песка. По мере старения таких месторождений эта проблема становится еще более значительной. Зачастую запасы, остающиеся в пласте, не покрывают стоимость проведения полноценных работ по КРС или риски, связанные с глушением скважин. В таких случаях

Аннотации докладов, представленных на конференции и выставке SPE/ICoTA 2017 по коiled tubing и внутрискважинным работам (Часть 2)

SPE/ICoTA Coiled Tubing & Well Intervention Conference & Exhibition 2017 Abstracts

(Part 2)

The Coiled Tubing & Well Intervention Conference & Exhibition took place at the George R. Brown Convention Center in Houston, Texas, USA on March 21–22, 2017. The annual event was traditionally organized by the Society of Petroleum Engineers (SPE) and the Intervention & Coiled Tubing Association (ICoTA).

The 2017 event covered innovative solutions, case histories, and performance improvements across all sectors of well intervention, including:

- Coiled tubing
- Wireline and tractor
- Hydraulic workover/snubbing
- Pumping services

General themes that were covered included technology and applications, offshore as well as onshore operations and HSE. In the light of current industry challenges a special focus was made on increasing operations efficiency, reducing non-productive time, and cost effective well abandonment.

Coiled Tubing Times presents the abstracts of the most interesting reports made during the SPE/ICoTA Coiled Tubing & Well Intervention Conference 2017.

Advanced Live Well Deployment System Enables Remedial Sand Control Solution

Charlie McClean, Parry Hillis, Stephen Zuklic, Colby Ross, and Peter Kidd (Baker Hughes)

ABSTRACT

In producing fields in moderately consolidated sandstone reservoirs, at any given

единственным вариантом для восстановления продуктивности остается применение методов работы через НКТ в скважинах под давлением.

Исторически такие системы обладают существенными ограничениями по длине интервала и надежности. Однако использование продвинутой системы размещения для устранения механических рисков и ограничений по длине, присущих системам работы через НКТ, а также интеграция с детальным аналитическим подходом контроля пескопроявления позволяют осуществлять работу в скважинах под давлением без снижения надежности процесса установки и последующей производительности скважины.

Детальный инжиниринговый и испытательный процесс был применен для гарантии выносливости и простоты использования механической системы размещения, которая позволяет разместить в скважине компоновку практически любой длины с использованием традиционного противовыбросового оборудования на колтюбинге.

Инновационное использование колтюбинговой системы цепной подвески для проведения внутрискважинных работ при наличии ограничений обратного притока

*В.Р.Татия и З.Марсалех (Schlumberger);
С.Шриша-ард (Brunei Shell Petroleum)*

АННОТАЦИЯ

После того как оператор подтвердил нарушение целостности скважины, устье которой было расположено на небольшой платформе, срочно потребовалось применение колтюбинговой системы цепной подвески. Однако добычные сооружения платформы не имели разрешения на работу, что представляло собой сложность при получении обратного притока из скважины. В данной статье задокументированы анализ и реализация нетрадиционных методов и действий для получения обратного притока с применением ультрасовременной колтюбинговой системы цепной подвески с электродистанционным управлением в составе компоновки, которая никогда не применялась доселе на этом месторождении.

После периода останова описываемая скважина столкнулась с проблемами целостности, которые могли привести к неконтролируемой ситуации. Для преодоления этих проблем были спроектированы СПО с фрезерованием и установкой пробки при помощи колтюбинговой системы цепной подвески с электродистанционным управлением, впервые смонтированной целиком на судне (только инжектор остался на платформе). Для преодоления ограничений обратного притока были проведены технические и экономические оценки трех возможных вариантов работ: с использованием наклонных барж, с установкой традиционного оборудования для обратного притока на борту судна или с использованием трубы для закачки газа, доступной на платформе.

После анализа каждой из трех опций было принято решение отбросить варианты с наклонными баржами

time it is possible if not likely to have wells underperforming or even shut-in due to sand production. Later in the life of these fields, this issue becomes even more significant. Often times the reserves don't justify the economics of a full rig workover or the productivity risk of well kill operations. In these cases, the only option to restore productivity is utilizing through-tubing methods, deployed into the live well.

Historically these systems have presented significant limitations in terms of interval length and reliability. However, by utilizing an advanced deployment system to eliminate mechanical risks and length limitations of typical through tubing systems, and by integrating this with a detailed, analytical approach to sand control selection, the benefits of live-well deployment can be realized without sacrifice in terms of installation reliability or long-term productivity.

A detailed engineering and testing process was applied to insure ruggedness and ease of use in the field on the mechanical deployment system to allow virtually any length assembly to be deployed using conventional coiled tubing BOP equipment.

Innovative Use of Coiled Tubing Catenary System to Intervene a Well with Restricted Flowback Facilities

*W. R. Tapia and Z. Marsaleh (Schlumberger);
S. Srisa-ard (Brunei Shell Petroleum)*

ABSTRACT

After an operator confirmed wellbore integrity failure in a well located on a small platform, a coiled tubing (CT) catenary intervention was urgently required. However, the production facilities of the platform were not authorized to operate, which represented an impediment to receive returns from the wellbore. This paper documents the analysis and implementation of nonconventional flowback methods and the actions taken to perform the intervention using a state-of-the-art fly-by-wire CT catenary package in a setup that had never used before in this field.

After a shut-in period, the subject well faced integrity issues that could end in an uncontrolled situation. To remediate this situation, milling and plug-setting runs were designed using a catenary system with a fly-by-wire CT unit set for first time completely on the vessel and leaving only the injector head on the platform. To address the flowback limitation, technical and economical assessments were performed on three options: using slope barges to receive fluids in storage tanks, setting conventional flowback equipment on board the catenary vessel, or using the gas injection pipeline available on the platform.

и оборудованием для обратного притока на судне из-за того, что они представляли дополнительные риски и удорожали реализацию.

Подводная операция по кислотной обработке с применением гибкой трубы и внутрискважинного трактора в Анголе

Картик Раджамани (Welltec Angola); Брайан Шваниц (Welltec, Inc.)

АННОТАЦИЯ

Добывающей компании в Анголе понадобилось проведение кислотной обработки с применением гибкой трубы (ГТ) в подводной скважине, оборудованной противопесочным фильтром, с целью увеличения добычи. Моделирование работ показало, что ГТ не достигнет запланированной глубины, а именно фильтра, расположенного на забое, даже с применением понизителей трения. Оператор принял решение использовать внутрискважинный трактор для доставки ГТ на нужную глубину. Однако горизонтальная скважина была загрязнена обломками породы, которые не позволили достичь цели даже с использованием трактора и вынудили изменить стратегию для завершения работ.

В рамках этой операции в Анголе потребовалось две СПО для достижения противопесочного фильтра на забое скважины из-за скопления обломков породы в стволе, помешавших дойти до цели при первом спуске инструмента. В процессе второго спуска в скважину компания-оператор колтюбинговой установки использовала насадку, которая могла одновременно очищать скважину от шлама и проводить кислотную обработку. Эта операция демонстрирует эффективность использования колтюбинговых тракторов, которые мало применяются в индустрии, для достижения забоя за рамками зоны охвата ГТ. Также операция демонстрирует быструю мобилизацию оборудования и проведение работ в тот же день, а также возможность эффективного решения проблем, когда сервисные компании (оператор ГТ и оператор трактора) тесно сотрудничают.

Колтюбинговые технологии позволяют провести многостадийный ГРП и профилирование добычи в разведочной скважине в Восточной Сибири

К. Бурдин, А. Юдин, К. Ронжин, М. Демкович (Schlumberger); С. Крекнин, К. Пушников, Ю. Боровинский, А. Жуков (Gazprom Geologorazvedka)

АННОТАЦИЯ

Геология продуктивных пластов в Восточной Сибири является уникальной. В частности, продуктивные пласты Чаяндинского месторождения имеют экстремально низкие температуры (от 8 °C до 13 °C). Данное месторождение находится в настоящее время в стадии геологоразведки. Геологические свойства пластов варьируются в значительной степени, поэтому необходимо подбирать подходящие методы строительства и заканчивания скважин перед тем, как приступить к фазе эксплуатации

After analyzing each alternative, the options to use slope barges and flowback equipment on the vessel were discarded after confirming that they represented an additional risk and generated higher costs for their implementation.

Subsea Coiled Tubing Acid Stimulation Operation Using CT Tractor in Angola

Karthik Rajamani (Welltec Angola); Brian Schwanitz (Welltec, Inc.)

ABSTRACT

An Angolan operator needed to perform a coiled tubing (CT) acid micro-wash stimulation on a subsea sand screen completion in order to improve production. The CT simulation showed that the coil would not reach the objective, which was the bottom screen, even with friction reducers, without the assistance of additional forces. The operator chose to deploy a downhole tractor to provide a pulling force to achieve the desired depth. However, this horizontal well had debris which prevented reaching the objective and required changing strategies to accomplish the job.

In this Angolan operation two runs were required to reach the bottom screen due to debris fill in the completion preventing passage during the first run. On the second run the CT provider used a nozzle that could both clean the well and treat in the same run. This operation demonstrates the effectiveness of using CT tractors, which are under-utilized in the industry, to achieve extended reach beyond the normal CT range. It also demonstrates the quick mobilization and same day deployment, as well as problem solving that can occur when service companies (CT provider and tractor provider) work closely together.

Coiled Tubing Advancements Enable Multistage Stimulation and Production Profiling in an Exploration Well in Eastern Siberia

K. Burdin, A. Yudin, K. Ronzbin, and M. Demkovich (Schlumberger); S. Kreknin, K. Pushnikov, Yu. Borovinskiy, and A. Zykov. (Gazprom Geologorazvedka)

ABSTRACT

The geology of Eastern Siberia formations is unique. In particular, producing formations of the Chayandinskoye field have extremely low temperatures 46–55 °F (8 to 13 °C). The field is currently in the exploration stage. Geological properties of the formations vary significantly, and it is necessary to define appropriate methods of well construction and completion prior to switching to a field development

месторождения. Одним из перспективных вариантов является проведение ГРП в низкопроницаемых зонах Чаяндынского месторождения. Кампания по проведению многостадийного ГРП была начата с целью проверки эффективности ГРП в субгоризонтальной многоуровневой скважине. Колтюбинг использовался для манипулирования портами для ГРП, вызова притока и получения данных о притоке. При этом применялись запатентованные технологии. Это первый проект по проведению ГРП в газовых скважинах в Восточной Сибири.

Конфигурация заканчивания скважины сочетала в себе хвостовики диаметром 168,3 мм и 114,3 мм, оборудованные тремя портами для ГРП, которые поддерживают многократное открытие/закрытие. Такое заканчивание дает возможность получать отдельный или комбинированный приток из продуктивных слоев. Колтюбинговый флот провел несколько СПО для манипуляции портами для ГРП, очистке скважины от шлама и остатков пропанта, а также вызова притока вплоть до выхода скважины на естественное фонтанирование.

Стоимость и ценность растворимой пробки для ГРП

Захари Уолтон, Джесси Портер, Майкл Фрипп, Грег Воргус (Halliburton)

АННОТАЦИЯ

Хотя все системы для ГРП, работающие по принципу «установка пробки – перфорация», требуют применения пробок для ГРП для изоляции зон в скважине, существуют и альтернативные подходы проведения ГРП. Доступность растворимых пробок для ГРП на рынке позволяет добывающим компаниям взвесить стоимость и риски, связанные с использованием нерастворимых пробок, и сравнить их с таковыми у растворимых пробок. В данной работе анализируется стоимость и ценность этих разных подходов к проведению ГРП на примере скважин Северной Америки с традиционными и горизонтальными стволами.

Пробки для ГРП должны удаляться из скважины перед началом фазы добычи. Нерастворимые пробки удаляются путем фрезеровки, что увеличивает стоимость заканчивания и может иногда приводить к задержкам начала добычи. Риски, связанные с процессом фрезеровки, включают прихват фрезы в скважине, повреждение буровым шламом и необходимость в большем количестве воды. Следовательно, стоимость фрезеровки добавляется к стоимости нерастворимых пробок для ГРП. Растворимые пробки, однако, имеют большую стоимость из-за материалов, из которых они состоят, поскольку растворимые материалы намного дороже нерастворимых.

Растворимые пробки для ГРП увеличивают стоимость ГРП, но также имеют и преимущества. Ключевым из них является возможность применения растворимой пробки в длинных горизонтальных стволах. Данная статья поможет добывающим компаниям выбрать стратегию балансировки между стоимостью работ и возможностью избежать этапов фрезеровки. Также в

stage. One of the prospective options is to implement hydraulic fracturing in low-permeability areas of the Chayandinskoye. A multistage stimulation campaign was executed to test the efficiency of hydraulic fracturing in subhorizontal multilayer well. Coiled tubing was involved in operating controllable frac ports, well kick-off and inflow profile recording using proprietary technologies. The project is one of the first gas fracturing campaigns in Eastern Siberia.

The well completion configuration combined 6-5/8- and 4-1/2-in. liners, equipped with three frac ports that allow multiple opening and closing. This completion makes possible to get separate or combined inflow from producing layers. The coiled tubing fleet made several runs for frac port manipulation, wellbore cleanout of debris and residual proppant, and well kickoff until production achieved the natural flow regime.

Cost and Value of a Dissolvable Frac Plug

Zachary Walton, Jesse Porter, Michael Fripp, and Greg Vargus (Halliburton)

ABSTRACT

Although all plug-and-perf systems require frac plugs to isolate zones in the wellbore, there are alternative approaches to hydraulic fracturing using the plug-and-perf method. The availability of dissolvable frac plugs enables operators to weigh the cost and risk of using non-dissolvable frac plugs against the cost and risk of dissolvable frac plugs. This paper analyzes the cost and value of these varying fracturing approaches for applications in North America in traditional and extended reach wellbores.

Frac plugs must be removed from the wellbore before production begins. Non-dissolving frac plugs are removed by milling; this step increases the cost of the overall completion and can sometimes lead to production delays. Risks associated with the milling operation include becoming stuck in the wellbore, damage from the milling debris, and the requirement for larger amounts of water. Consequently, the cost of milling is an added cost to non-dissolvable fracture products. Dissolvable solutions, however, have a larger upfront cost because dissolvable materials are more expensive than non-dissolving materials.

A dissolvable frac plug adds both cost and value to fracturing operations in the unconventional market. A key advantage for dissolvable frac plugs is the ability to fracture longer extended reach wellbores. This paper enables the operator to balance the tool cost with the value of eliminating operational mill-

статье анализируются общая стоимость заканчивания и время, необходимое для начала процесса добычи.

Эксплуатационные характеристики новой марки гибкой трубы и нового сорта стали с улучшенной стойкостью к воздействию сероводорода

Р.Ролович, Б. Райхарт, К. Моралес, М. Колоски, М. Вальдес, К. Гримальдо, Т. Нгуен (Tenaris)

АННОТАЦИЯ

Новая технология для производства гибких труб (ГТ) была разработана и представлена в 2015 году. Благодаря новой технологии, которая использует новые сорта стали и новые процессы тепловой обработки, ГТ полностью поменяла свою микроструктуру, что положительно отразилось на свойствах трубы. Значительно улучшенная и однородная микроструктура характерна теперь для всех частей ГТ, включая угловые швы. Большое количество колонн ГТ с однородной и комбинированной толщиной стенок использовались в коммерческих целях на всевозможных месторождениях. Была собрана информация об эксплуатационных характеристиках ГТ, изготовленных с применением новой технологии. Были изучены марки труб с пределами текучести 758,5 МПа и 861,8 МПа. Результаты полевых испытаний показывают, что новая марка ГТ имеет эксплуатационные характеристики, которые намного превышают таковые у традиционных ГТ. Вдобавок испытания колонн ГТ после интенсивного использования в реальных полевых операциях показывают значительное увеличение долговечности и подтверждают наблюдения и выводы предыдущих лабораторных и полевых испытаний.

Новая технология производства ГТ также была расширена для производства новой марки ГТ с пределом текучести в 655 МПа. Новинка не только существенно лучше по сравнению с традиционными марками ГТ, но также имеет отличные эксплуатационные характеристики в кислых средах. Результаты испытаний новой марки ГТ в кислых и некислых средах, а также сравнение с другими марками ГТ представлены в статье.

Новаторская методика, примененная для блокировки в открытом положении скважинного клапана-отсекателя, управляемого с поверхности, который был установлен в одноствольной глубоководной скважине в Мексиканском заливе

Лоуренс Рамнас, Джеймс Покза, Эндрю Рейнольдс (BP America)

АННОТАЦИЯ

В данной работе дано описание уникальной методики, которая была использована для преодоления специфических трудностей, связанных с блокировкой в открытом положении скважинного клапана-отсекателя, управляемого с поверхности (SCSSV), который отказал в закрытом положении. SCSSV-клапан расположен в одноствольной скважине без посадочного патрубка над SCSSV-клапаном. Технические детали самой проблемы

out steps, overall cost of the completion, risk associated with the completion, and the time necessary to begin production.

Field Performance of New Coiled Tubing Technology and a New Grade for Improved Sour Service

R. Rolovic, B. Reichert, C. Morales, M. Coloschi, M. Valdez, C. Grimaldo, and T. Nguyen (Tenaris)

ABSTRACT

A new coiled tubing (CT) manufacturing technology was developed and introduced to commercial field operations in 2015. The new technology uses new steels and new heat treatment processes for complete microstructure transformation to produce significantly improved and uniform microstructure and properties along the entire coiled tubing string, including bias welds. Numerous straight and tapered wall thickness CT strings have been commercially deployed and used in various field operations and environments. Information has been collected for CT field performance evaluation of the new technology 125-ksi and 110-ksi minimum yield strength CT grades. Field results show new technology CT performance and utilization far beyond any conventional CT capability and experience. Additionally, testing of CT strings after extensive field use shows significant remaining string life and confirms observations and conclusions from previous extensive laboratory and field testing.

The new CT manufacturing technology also has been extended to produce a new, 95-ksi yield strength CT grade. This new CT grade has significantly better general performance than comparable conventional CT grades. It also has substantially better performance in sour, aqueous H₂S-containing environments. Non-sour and sour test results for the new CT grade and comparisons with other CT grades are presented in the paper.

Novel Technique Applied to Lock Open SCSSV Installed in Monobore Subsea Completion in Deepwater GoM

Lawrence Ramnath, James Pocza, and Andrew Reynolds (BP America)

ABSTRACT

This paper highlights a unique technique used to overcome the specific challenge of locking open a failed-closed surface controlled sub-surface safety valve (SCSSV) in a monobore completion without a landing nipple profile above the SCSSV. The technical details of both the problem (inability to use conventional SCSSV lock open tools) and solution are discussed, with specific focus on the solution hardware and technique applied

(невозможности использования традиционных инструментов для разблокировки SCSSV-клапана) и ее решения представлены в статье. Особый упор делается на аппаратном обеспечении и самой методике, которые использовались для решения поставленной задачи.

Были рассмотрены несколько методик и построена матрица, чтобы взвесить преимущества и недостатки каждой из них. Выбранная методика использовала кабель для установки через НКТ расширяемого пакера в патрубок НКТ над SCSSV-клапаном с трубчатыми удлинителями, чтобы заблокировать в открытом положении затвор. Внутреннее отверстие трубчатых удлинителей служило каналом для доставки скважинного инструмента, который был необходим для установки ниже в скважине. Эта методика была успешно применена на двух разных скважинах для достижения желаемых результатов.

Область применения методики, описываемой в статье, которая использовалась для блокировки в открытом положении SCSSV-клапана, не ограничивается одноствольной скважиной. Она подходит для любых SCSSV-клапанов вне зависимости от типа заканчивания или скважинной среды. Данная методика может стать хорошей альтернативой при недоступности традиционных инструментов для разблокировки или сложности их применения.

Перфорация на кабеле: максимальное увеличение эффективности без глушения скважины

Шариф Абоельнага, Энди Мартин, Анхель Угальде, Хавьер Меркадо Контрерас (Schlumberger)

АННОТАЦИЯ

В современной нефтегазовой индустрии статус-кво в сфере заканчивания и перфорации скважин нарушается ввиду усложнения структуры скважин и экстремального давления на стоимость работ. В погоне за повышением производительности, улучшенной операционной эффективностью и снижением затрат добывающие и сервисные компании должны искать новаторские подходы к заканчиванию и перфорации скважин.

Посредством внедрения тракторов для перфорации на кабеле, доступных селективных переключателей, спусковых устройств и высокопрочных кабелей возможность прохождения всей скважины на кабеле и доставки ультрадлинных цепочек перфораторов существенно возросла.

В последние несколько лет ультрадлинные операции по проведению перфорации на кабеле стали более распространенными. Эти работы продемонстрировали, что в определенных ситуациях можно улучшить эффективность заканчивания посредством традиционных перфорационных работ без компрометирования безопасности или надежности. Особое внимание уделено перфорации на кабеле, проводимой без глушения скважины. В таких случаях инновационные решения позволяют существенно экономить денежные ресурсы добывающей компании при одновременном увеличении эффективности перфорационных работ и постперфорационной очистки скважины. ☉

to deliver the objectives of the intervention.

Several techniques were considered and a matrix was developed to weigh the advantages and disadvantages of each. The technique selected utilized wireline to install a through-tubing expandable hanger assembly in the tubing pup joint above the SCSSV, with tubular extensions to "hold open" the flapper. The internal bore of the tubular extensions served as a conduit for the conveyance of the intervention tools required to be deployed deeper into the wellbore. This technique was successfully applied to two different wells to achieve the desired results.

The technique described in this paper for locking open a SCSSV is not limited to the monobore completion scenario with no available nipple profile. It is suitable for use on any SCSSV, regardless of the completion type or environment. This technique may prove to be a beneficial alternative when conventional lock open tools are not available or prove problematic in their application.

Wireline-Deployed Perforating: Maximizing Efficiency without Killing the Well

Sharif Aboelnaga, Andy Martin, Angel Ugalde, and Javier Mercado Contreras (Schlumberger)

ABSTRACT

In the current oil and gas environment, the status quo for completing and perforating wells is being challenged by increased well complexities and extreme cost pressure. In pursuit of increased productivity, improved operational efficiency, and reduced costs, operators and service companies must look at novel approaches to how they complete and perforate wells.

Through the introduction of wireline perforating tractors, addressable selective switches, release devices and high-strength cables, the ability to access these wells by wireline and convey ultralong perforating gun strings has pushed the operating envelope.

In the last several years, ultralong perforating operations deployed on wireline have become more widespread. These jobs have demonstrated that in specific applications, improved completion efficiency can be achieved over conventional perforating operations without impacting the operational integrity or safety of the operation. A specific area of focus is wireline-deployed perforating that is performed without killing the well. In these cases, innovative solutions have delivered significant cost savings to the operator with improved operational efficiency of the perforating operation as well as the post-perforating cleanup. ☉



Лучший бренд в группе
Российские нефтегазовые выставки



15-я МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА

НЕФТЬ И ГАЗ

18–21 июня 2018

МОСКВА • КРОКУС ЭКСПО
Павильон 3 • залы 13 и 14

www.mioge.ru



14-й РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС

в рамках выставки

18–19 июня 2018

МОСКВА • КРОКУС ЭКСПО

www.oilgascongress.ru

ФАКТЫ MIOGE 2017

607 компаний-участников
Выставки и Конгресса

35 стран-участников
Выставки и Конгресса

18 500 посетителей

25 873 кв.м выставочной площади

50 мероприятий Конгресса и
Технической программы Выставки

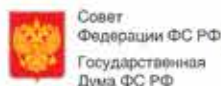
235 докладчиков

1 000 делегатов



ITE МОСКВА
+7 (499) 750 0828
oil-gas@ite-expo.ru
www.mioge.ru

ITE GROUP PLC
+44 (0) 207 596 5011
og@ite-events.com
www.oilgas-events.com



МИНИСТЕРСТВО
ЭНЕРГЕТИКИ
Российской Федерации



МИНПРОМТОРГ
РОССИИ



Министерство
природных
ресурсов и
экологии РФ



Российский союз
промышленников
и предпринимателей



Союз
нефтегазо-
промышленников
России

СПЕЦАВТОМОБИЛЬ ДЛЯ ГРП

www.riatauto.ru
www.riat.ru

БУЛИТОВОЗ 67187-030

**ИМПОРТО-
ЗАМЕЩЕНИЕ**

новый продукт ОАО «РИАТ»
по программе импортозамещения



ПРЕДНАЗНАЧЕН ДЛЯ

самопогрузки-выгрузки, установки и транспортировки специальных емкостей объемом 50 м³ для жидких и сыпучих реагентов, используемых при гидроразрыве нефтяных и газовых пластов (ГРП) в составе комплекса оборудования для ГРП.

**ПРОВЕРЕНО В РЕАЛЬНЫХ
УСЛОВИЯХ ЭКСПЛУАТАЦИИ**
в «Пакер-Сервис»
и «ТаграС-РемСервис»
смотрите видео испытаний
на сайте www.riatauto.ru/news/1998.html



ОАО РИАТ

АВТОМОБИЛИ КАМАЗ: +7 (8552) 30-51-00, 30-51-03
ЗАПАСНЫЕ ЧАСТИ: +7 (8552) 53-44-43
БЕСПЛАТНАЯ ГОРЯЧАЯ ЛИНИЯ: 8 800-200-53-30

НАШЕ ОБОРУДОВАНИЕ НЕ ПРОСТАИВАЕТ, МЫ ВСЕГДА НАХОДИМ НУЖНЫЕ ОБЪЕМЫ OUR EQUIPMENT IS NOT IDLE, WE ALWAYS FIND THE RIGHT AMOUNT OF WORK

На вопросы журнала «Время колтюбинга. Время ГРП» отвечает А.В. НОВИЧКОВ, заместитель генерального директора по производству – директор красноярского филиала ЗАО «БВТ-Восток».

А.В. НОВИЧКОВ родился в 1970 году в городе Лениногорске, Татарстан. Окончил Томский политехнический университет по специальности «геология и разведка нефтяных и газовых месторождений» и Югорский государственный университет по специальности «экономика и управление на предприятиях природопользования».

Трудовой стаж в нефтегазовой промышленности – с 1996 года.

1996–2000 годы – СП «Корпорация Югранефть», оператор по исследованию скважин, мастер бригады по исследованию скважин, геолог.

2000–2002 годы – ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз», ведущий геолог отдела повышения нефтеотдачи пластов.

2002–2004 годы – ОАО «Корпорация Югранефть» (компания вошла в структуру ТНК-BP), заместитель начальника геологической службы (заместитель главного геолога).

2004–2011 годы – ООО «Ньюко Велл Сервис» («Трайкан Велл Сервис»), последовательно занимал должности заместителя начальника геологической службы, заместителя начальника по производству Нефтеюганского участка, начальника Ванкорского участка.

С 2011 года является директором красноярского филиала ЗАО «БВТ-Восток», ведущего основную деятельность на месторождениях Западной и Восточной Сибири.*

«Время колтюбинга»: Александр Васильевич, что, по Вашему мнению, препятствует развитию отечественного высокотехнологичного нефтегазового сервиса?

Александр Новичков: В вопросах развития высокотехнологичного сектора нефтегазового сервиса в настоящее время сложилась несколько неоднозначная ситуация. Заказчику очень интересны инновационные технологии, он с энтузиазмом рассматривает всевозможные проекты и предложения. Но когда вопрос доходит до непосредственной реализации и финансирования этих проектов, то начинаются сложности и реализация либо происходит с некоторым запозданием, либо вовсе отменяется.



A. NOVICHKOV, Deputy General Director for Production – Director of the Krasnoyarsk branch of "BVT-Vostok" is responding the questions of Coiled Tubing Times Journal.

Mr. NOVICHKOV was born in 1970 in the town of Leninogorsk, Tatarstan. He graduated from Tomsk Polytechnic University with a degree in Geology and Exploration of Oil and Gas Fields. He also graduated from Yugra State University with a degree in Economy and Management at the Companies for the Use of Natural Resources.

Mr. Novichkov has been working in oil and gas sector since 1996.

1996–2000 – JV Yugraneft Corporation, Well Surveying Operator, Foreman of Well Surveying Team, Geologist.

2000–2002 – OJSC Slavneft-Megionneftegaz, Senior Geologist of EOR Department.

2002–2004 – OJSC Yugraneft Corporation (the company became a part of TNK-BP), Deputy Chief of Geological Service (Deputy Chief Geologist).

2004–2011 – LLC Newco Well Service (Trican well Service), consequently worked in the following positions: Deputy Chief of Geological Service, Deputy Chief for Production of Nefteyugansk site, Chief of Vankor site.

Since 2011 has been working as a Director of Krasnoyarsk branch of BVT-Vostok that has its main operations at Vankor field.*

Coiled Tubing Times: Alexander Vasilyevich, in your opinion, what hinders the development of domestic high-tech oil and gas service?

Alexander Novichkov: In the development of the high-tech sector of oil and gas services, there is now a somewhat ambiguous situation. The customer is very interested in innovative technologies, he enthusiastically considers all sorts of projects and proposals. But when the issue comes to the immediate implementation and financing of these projects, then the difficulties begin, and the implementation either happens with some delay or is completely canceled.

CTT: How would you explain this trend?

A.N.: I explain this by the instability of the industry in connection with the crisis manifestations. I think that everything will improve in the near future.

* Интервью записано в июне 2017 года.
The interview was recorded in June 2017.

ВК: Как бы Вы объяснили подобную тенденцию?

А.Н.: Я объясняю это нестабильностью отрасли в связи с кризисными проявлениями. Думаю, что все выправится в недалеком будущем.

ВК: А что тормозит приход инноваций в сегмент колтюбинговых технологий?

А.Н.: Если рассматривать нефтегазосервисную отрасль в периметре работ с колтюбингом, то, конечно, инноваций хотелось бы больше. И чтобы все эти инновации, исходящие от сервисных компаний, более заинтересованно рассматривались компаниями-заказчиками. Ведь если заказчик не заинтересован и не готов реализовать новые технологии, то сервисная компания сама по себе внедрить их просто не сможет. Важна и экономическая составляющая. Формирование бюджета добывающих компаний-заказчиков для тех или иных работ происходит на основе уже имеющегося у подрядчика оборудования. А если в процессе осуществления работ речь пойдет об инновациях, то, как правило, под такие работы не запланированы средства и их осуществление приходится откладывать.

ВК: Какие технологии выходят сегодня на первый план? Какие тенденции наблюдаются?

А.Н.: Наблюдается большой интерес к зарезкам вторых стволов с помощью колтюбинга. На сегодня ни одна компания, кроме «Сургутнефтегаза» и «Белоруснефти», насколько я знаю, не имеют наработанных технологий и необходимого оборудования для выполнения данных работ. К нам тоже заказчик обращался по поводу проведения подобных работ, но пока такой очень дорогостоящий проект мы рассматриваем только в перспективе. Чтобы эти работы реализовать, нужно иметь, в первую очередь, набор высокоточного внутрискважинного оборудования. Но и на поверхности нужно располагать достаточным количеством оборудования с большим запасом прочности.

ВК: В значительной ли мере препятствует приобретению оборудования политика санкций?

А.Н.: Лично я на примере нашей компании никаких больших изменений не вижу. Практически все оборудование, которое мы приобретали у западных компаний, теперь производится здесь, в России. В частности, у компании «БВТ» имеются собственные предприятия, которые с приемлемым качеством полностью закрывают наши потребности в оборудовании по всем вопросам.

ВК: Неужели обходитесь без западного оборудования?

CTT: I wonder what inhibits the arrival of innovations in the segment of coiled tubing technology.

A.N.: If we consider the oil and gas service industry in the perimeter of work with coiled tubing, then, of course, I would like to have more innovations. I wish the companies-customers would have been interested in all the innovations coming from service companies. After all, if the customer is not interested and is not ready to implement new technologies, then the service company itself will simply not be able to implement them. The economic component is also important. The

budgeting of extracting companies-customers for these or other works is based on the equipment already available from the contractor. And if, in the course of the work, we are talking about innovations, then, as a rule, funds are not planned for such work, and their implementation has to be postponed.

CTT: What technologies are coming to the fore today? What trends are observed?

A.N.: There is a great interest in sidetrack kickoff with the help of coiled tubing. To date, no company, other than Surgutneftegaz and Belorusneft, as far as I know, does

not have the technology and the necessary equipment to perform these works.

The customer applied for such works to our company, too, but so far we are only considering this very expensive project in the future. In order to realize these works, you must first of all have a set of high-precision downhole equipment. But on the surface you need to have enough equipment with a large margin of safety.

Наблюдается большой интерес к зарезкам вторых стволов с помощью колтюбинга.

There is a great interest in sidetrack kickoff with the help of coiled tubing.

CTT: Does the policy of sanctions seriously impede the acquisition of equipment?

A.N.: Personally, I don't see any big changes through the example of our company. Virtually all the equipment

that we purchased from Western companies is now produced here in Russia. In particular, the company "BVT" has its own enterprises, which with acceptable quality completely satisfies our needs for equipment on all issues.

CTT: So you can do without Western equipment, don't you?

A.N.: You know, we get very inessential things, as well as things that can not be done by ourselves.

CTT: Including CT?

A.N.: Of course, we use only coiled tubing from the world's leading – American – companies. The quality of



А.Н.: Знаете, приобретаем совсем мелочи, а также то, что пока невозможно сделать собственными силами.

ВК: Гибкую трубу в том числе?

А.Н.: Конечно, мы используем только ГНКТ от ведущих мировых — американских — компаний. Качество продукции, сроки доставки и условия оплаты достаточно удобны для нас.

ВК: Несколько российских компаний заявили о запуске производства гибкой трубы. Что, по Вашему мнению, нужно этим компаниям, чтобы отвоевать отечественный рынок? Реальна ли подобная перспектива?

А.Н.: Я не думаю, что стоимость продукции отечественных компаний будет ощутимо ниже, чем у американских конкурентов, поскольку само сырье для изготовления гибкой трубы будет импортное, а основная составляющая стоимости колтюбинга — именно стоимость сырья. Как мы знаем, сегодня очень настойчиво предлагает свою продукцию и китайский производитель. Мы в качестве эксперимента, для пробы, купили. Качество приемлемое, нареканий у наших инженеров нет. Но мы не знаем, стабильно ли это качество, и не рискуем брать большую партию.

ВК: Стабильное высокое качество американских труб подтверждено, и наработать такой авторитет, очевидно, достаточно сложно?

А.Н.: Да. Но когда на рынок выйдет российский производитель, и если цена его продукции будет несколько ниже, чем у зарубежных конкурентов, на первом месте окажется вопрос условий оплаты, приобретения гибкой трубы. Сегодня некоторые западные компании реализуют свою продукцию на условиях рассрочки платежа. У них, как правило, есть склады консигнации на территории РФ. Нынешние условия очень выгодны для нас по сравнению с прошлым, когда нужно было сразу оплатить 50% стоимости трубы и еще 50% при отгрузке из Америки. Если наши новые российские производители сделают условия приобретения еще более привлекательными, я уверен, что их гибкая труба будет пользоваться спросом. А если у них появятся склады консигнации, где будут храниться трубы различных модификаций, и станет возможна быстрая поставка какой-либо из них, которую теперь приходится ждать по

the products, delivery time and payment terms are quite convenient for us.

CTT: Several Russian companies announced the launch of CT production. What do you think these companies need in order to win the domestic market? Is this a realistic prospect?

А.Н.: I don't think that the cost of domestic products will be significantly lower than that of American competitors, since the raw material for the production of a CT will be imported, and the main component of the cost of coiled tubing is the cost of raw materials. As we know, the Chinese manufacturer is also very aggressively offering its products today. We, as bought it for the trial. The quality is acceptable, our engineers do not have any complaints. But we don't know whether this quality is stable and don't risk taking a large batch.

CTT: The stable high quality of American tubes is confirmed, and it is obviously difficult to gain such authority.

А.Н.: Yes, it is. But when the Russian producer enters the market, and if the price of its products is slightly lower than that of foreign competitors, the first place will belong to the issue of payment terms, the purchase of a CT. Today, some Western companies sell their products on an installment plan. They usually have consignment warehouses on the territory of the Russian Federation. The current conditions are very beneficial for us compared to the past, when you had to immediately pay 50% of the cost of the tube and another 50% when shipping from USA. If our new Russian manufacturers make the terms of the acquisition even more attractive, I am sure that their CTs will be in demand. And if they have had consignment warehouses, where the tubes of various modifications would be stored, and it would be possible to quickly deliver any of them, which now has to wait on order from USA, it would have been a huge plus and an advantage in competition with Western companies.

CTT: And what can you say about the coiled tubing units themselves? When you visited the FIDMASH 13th Consumer Conference you said: "It is exactly the equipment we must work on!"

А.Н.: I still think that FIDMASH has made great



заказу из Америки, то это станет огромным плюсом и преимуществом в конкуренции с западными компаниями.

ВК: А что Вы можете сказать о самих колтюбинговых установках? Посещая 13-ю Потребительскую конференцию СЗАО «ФИДМАШ», Вы сказали: «Именно на таком оборудовании и надо работать!»

А.Н.: По-прежнему думаю, что «ФИДМАШ» сильно продвинулся вперед и не сдает позиций. На сегодня производимое этим предприятием оборудование заслуживает всяческих похвал.

ВК: Как Вы оцениваете продукцию российских производителей колтюбинговых установок – конкурентов «ФИДМАШа»?

А.Н.: Я ею не интересовался, я знаю «ФИДМАШ» – и достаточно. Не думаю, что если какая-нибудь компания предложит более дешевые установки, то они окажутся качественнее и работоспособнее. «ФИДМАШ» наработал устойчивую репутацию, и для этого прошли годы, компания имеет хорошую сервисную базу, оперативно решает вопросы с запчастями. Сегодня «ФИДМАШ» – первый в России.

Сегодня «ФИДМАШ» – первый в России.

Today FIDMASH is the first in Russia.

ВК: В каких направлениях развиваются технологии в Вашей компании?

А.Н.: Традиционное для нас направление – это геофизика, которая всегда была нашим коньком. Без ложной скромности мы одна из немногих российских компаний, имеющих очень большие наработки по этим видам работ и реализующих их достаточно хорошо. Следующее направление – фрезерование оснастки портов МГРП. На сегодня подобные работы делают практически все. Интересные работы по кумулятивной перфорации мы проводим в Западной Сибири. Они осуществляются в горизонтальных участках скважин за несколько спусков перфорационных систем и имеют значительное преимущество во времени по сравнению с существующими традиционными методами. Конечно же, и у технологий с ГНКТ имеются свои ограничения. Нами был выполнен ряд подобных работ в Западной

progress and is not losing ground. For today the equipment produced by this enterprise deserves all praise.

CTT: How do you assess the products of Russian manufacturers of coiled tubing units – competitors of FIDMASH?

A.N.: I was not interested in it, I know FIDMASH – and enough. I do not think that if any company offers cheaper installations, then they will prove to be better and more efficient. FIDMASH has established a solid reputation and for years have passed, the company has a good service base, quickly resolves issues with spare parts. Today FIDMASH is the first in Russia.

CTT: In which directions are the technologies developing in your company?

A.N.: The traditional direction for us is geophysics, which has always been our strong point. Without false modesty, we are one of the few Russian companies that have very great experience in these kinds of work and realize them well enough. The next direction is the multistage hydraulic fracturing port equipment milling. To date, almost all the companies carry out such works. We carry out interesting works on the cumulative perforation in Western Siberia. They are carried out in horizontal sections of wells for several downs of perforation systems and have a significant advantage over time in comparison with existing traditional methods. Of course, CT technologies also have their limitations. We carried out a number of similar works in Western Siberia, according to the customer's estimates, the work was done at the proper level and without any incidents or complaints, which allowed the mining company to speed up the commissioning of the wells. As a rule, we do such work either before the fracturing or with the purpose of further processing in the form of a bottom-hole treatment.

CTT: Does the economic component of your company's business change in modern conditions?

A.N.: Yes, it does. Compared with the contracts of previous years, today the cost is somewhat lower.

CTT: Do you have to work harder to achieve the desired results?

A.N.: This is possible. But if you do a lot of work for little money, then the cost of acquiring and maintaining

Сибири, по оценкам заказчика, работы были сделаны на должном уровне и без каких-либо инцидентов и нареканий, что позволило добывающей компании ускорить ввод скважин в эксплуатацию. Как правило, подобные работы мы делаем либо перед ГРП или с целью дальнейших обработок в виде ОПЗ.

ВК: Меняется ли экономическая составляющая деятельности Вашей компании в современных условиях?

А.Н.: Да, меняется. По сравнению с контрактами прошлых лет сегодня стоимость несколько ниже.

ВК: Приходится ли больше работать, чтобы достичь желаемых результатов?

А.Н.: Это в принципе возможно. Но если делать много работ за небольшие деньги, то затраты на приобретение и поддержание оборудования во много раз возрастают. Поэтому, на мой взгляд, интереснее работать на локальных месторождениях с хорошей сервисной ставкой.

ВК: Очевидно, речь идет прежде всего о Восточной Сибири – регионе, разработка месторождений которого считается одной из наиболее приоритетных задач отрасли?

А.Н.: Так и есть. Разработка месторождений Ванкорского кластера – одно из самых значимых для нашей страны направлений. В Ванкорском кластере на конец 2016 года в эксплуатацию было введено только само Ванкорское нефтегазовое месторождение. На сегодняшний день запущено соседнее Сузунское. Рядом с Ванкорским расположено еще порядка трех-четырех месторождений. Восточнее в сторону Эвенкии расположено Юрубчено-Тохомское нефтегазоконденсатное месторождение. Все они принадлежат компании «Роснефть».

ВК: То есть фронт работ Вашей компании обеспечен?

А.Н.: Мы надеемся на это.

ВК: Продолжают ли работать в Восточной Сибири международные сервисные компании?

А.Н.: Да. В Восточной Сибири они работают в основном в сегменте высокотехнологичного сервиса, связанного с бурением.

ВК: Много ли сервисных компаний обычно принимают участие в тендерах вместе с «БВТ-Восток»?

А.Н.: Достаточно много. Конкуренция высокая.

ВК: Если не секрет, то каков в среднем процент выигранных Вашей компанией тендеров?

А.Н.: Скажем так, наше оборудование не простаивает. Мы всегда находим нужные объемы.

Вела беседу Галина Булыка, «Время колтюбинга»



Нефтегазовые месторождения Ванкорского кластера **Oil and gas deposits of the Vankor cluster**

equipment is increasing. Therefore, in my opinion it is more interesting to work on local deposits with a good service rate.

CTT: Obviously, we are talking, first of all, about the Eastern Siberia - the region, the development of deposits in which is considered one of the most priority tasks of the industry?

А.Н.: So it is. Vankor cluster development is one of the most important directions for our country. In the Vankor cluster at the end of 2016 only Vankor oil and gas field was commissioned. To date, the neighboring Suzun oilfield has been launched. Near Vankorsky cluster there are still about three or four deposits. The Yurubcheno-

Tokhomskoye oil and gas condensate field is located to the east in the direction of Evenkia. All of them belong to Rosneft.

CTT: That is, the scope of work for your company is determined?

А.Н.: We hope so.

CTT: Do international service companies continue to work in Eastern Siberia?

А.Н.: Yes, they do. In Eastern Siberia, they work, mainly in the segment of high-tech service associated with drilling.

CTT: How many service companies usually take

part in tenders together with BVT-Vostok?

А.Н.: Quite a lot. The competition is high.

CTT: If it's not a secret, then what is the average percentage of tenders won by your company?

А.Н.: Let's just say our equipment is not idle. We always find the right amount of work.

Interviewer – Halina Bulyka, Coiled Tubing Times

**ЗАО СП
«МеКаМиннефть»**



**25 лет
на российском рынке**

**Мы предлагаем технологические решения,
полностью отвечающие потребностям
наших заказчиков**

Услуги с использованием ГНКТ

**Растепление
гидратных пробок**

**Очистка ствола скважины
и забоя от различных
отложений**

**Освоение скважин
азотом при помощи ГНКТ**



**Проведение ГПП с
применением ГНКТ**

Ловильные работы на ГНКТ

**Выполнение работ по
фрезерованию**

Азотно-пенные ГРП

Промывка скважин после ГРП

**Проведение ОПЗ и
интенсификации притока скважин**

**Проведение ГИС
с использованием ГНКТ**

тел. +7 (3466)406077
www.mecamineft.com
mecamineft@mecamineft.com
г. Нижневартовск, ул. Северная 39, стр. 27

НАША ОСНОВНАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ – ГЕОФИЗИЧЕСКИЙ СЕРВИС

OUR MAIN ACTIVITY IS GEOPHYSICAL SERVICE

*На вопросы журнала «Время колтюбинга»
отвечает Ю.П. Казанцев, генеральный
директор ООО «ГИРС-сервис».*

*Coiled Tubing Times journal is
interviewing Y. Kazantsev,
Director General
of GIRS service.*

«Время колтюбинга»:
Юрий Петрович,
познакомьте наших
читателей с компанией
«ГИРС-сервис».

Юрий Казанцев: Компания «ГИРС-сервис» базируется в Москве. На геофизическом рынке работает с 2007 года. Основная наша деятельность – это геофизический сервис. Кроме того, компания является поставщиком различных услуг в области материально-технического снабжения дочерних предприятий ПАО «Газпром», участвует практически во всех тендерах, касающихся геофизики, и успешно себя зарекомендовала на этом поприще.

БК: Ваша компания сотрудничает с Группой ФИД. Расскажите, пожалуйста, об этом сотрудничестве.

Ю.К.: С 2013 года мы заключили с предприятиями Группы ФИД несколько договоров по поставке колтюбинговых установок для «Газпрома». Контракты успешно выполнены, в настоящее время работа продолжается по вопросам поставок комплектующих для колтюбинга. В частности, подписан контракт на поставку гибкой трубы, который уже успешно исполняется. Сотрудничество с Группой ФИД мы планируем развивать и в дальнейшем.

БК: В каких направлениях развивается основная деятельность Вашей компании – геофизический сервис?

Ю.К.: В геофизике у компании «ГИРС-сервис» несколько направлений деятельности. Помимо поставки геофизического оборудования, мы занимаемся еще и его производством на предприятии, расположенном в Тверской области. У нас есть уникальные разработки, не имеющие аналогов на рынке. Эта аппаратура работает уже три-четыре года и положительно себя зарекомендовала.

БК: Компания работает исключительно в России?

Ю.К.: «ГИРС-сервис» работает также на Ближнем Востоке в качестве поставщика услуг. Можно сказать, что наша компания многопрофильная. Мы занимаемся как поставками, так и производством, и подрядными услугами. На сегодняшний день рынок промысловой геофизики для нас – это очередная ступень в нашем развитии, и мы планируем уже в текущем году сотрудничать в области геофизики с другими, помимо ПАО «Газпром», объектами.

БК: Какими именно, если не секрет?

Ю.К.: Это крупнейшие монополисты нашей страны: «Роснефть», «ЛУКОЙЛ»... Перспективы и горизонты

Coiled Tubing Times:
Yuri Petrovich, please
acquaint our readers with
"GIRS service" company.

Yuri Kazantsev: Company "GIRS service" is based in Moscow. It works in the geophysical market since 2007. Our main activity is geophysical service. In addition, the company is a provider of various logistics services to subsidiaries of Gazprom, participates in virtually all tenders related to geophysics, and has successfully established itself in this field.

CTT: Your company is cooperating with FID Group. Please tell us about this cooperation.

Y.K.: Since 2013, we have entered into several contracts for the supply of coiled tubing units for Gazprom. Contracts have been successfully implemented, at present work continues on the supply of components for coiled tubing. In particular, a contract was signed for the supply of a CT, which has already been successfully executed. We plan to develop cooperation with the FID Group in the future.

CTT: In which direction is the main activity of your company – geophysical service – developing?

Y.K.: In geophysics, the company GIRS service has several activities. In addition to the supply of geophysical equipment, we are engaged also in its production at the plant, located in the Tver region. We have unique developments that have no analogues in the market. This equipment has been operating for three or four years and approved itself positively.

CTT: The campaign works exclusively in Russia, doesn't it?

Y.K.: GIRS service works well in the Middle East as a service provider. We can say that our company is versatile. We deal with supply, production, and contract services. For today, the market of field geophysics for us is another step in our development, and we plan to cooperate in the field of geophysics with other companies besides Gazprom.

CTT: What are they, if not a secret?

Y.K.: This are the biggest monopolists of our country, "Rosneft", "Lukoil"... Prospects and horizons are opened wide enough. We are developing and, I hope, this year will be decisive for us.

CTT: What features of modern geophysical domestic market would you mention?

открываются достаточно широкие. Мы развиваемся, и, надеюсь, этот год станет решающим для нас.

БК: Какие особенности современного отечественного геофизического рынка Вы бы отметили?

Ю.К.: Наверное, то, что большую роль здесь стали играть наши китайские партнеры.

БК: Партнеры или конкуренты?

Ю.К.: И то и другое. Они сегодня очень активно выходят на российский рынок. Мы понимаем, что китайскую геофизику сложно не замечать, поэтому стараемся с ними сотрудничать.

БК: Как бы Вы охарактеризовали тактику «ГИРС-сервис» на рынке?

Ю.К.: На сегодняшний день у нас заключено более семидесяти дилерских соглашений с ведущими производителями геофизической аппаратуры и оборудования. География этих компаний достаточно широкая: Тверь, Тюмень, Саратов, Башкортостан. В нашем арсенале имеются практически все инновации, которые появляются в отрасли, мы хорошо знаем потребности потребителей. Мы готовы в любой момент оперативно отреагировать на изменение ситуации на рынке.

БК: В каких направлениях, по Вашему мнению, будет развиваться геофизика?

Ю.К.: Поскольку нам известны практически все производители оборудования, как отечественные, так и зарубежные, и мы являемся дилерами многих компаний, то мы видим и можем прогнозировать развитие геофизического рынка. Прежде всего, конечно, будут развиваться хай-тек-технологии, особенно в сегментах разведки и исследований горизонтальных скважин. Хай-тек-технологии и оборудование уже активно используют международные нефтегазосервисные компании – «Шлюмбергер», Weatherford и др., а также ведущие российские компании. Мы тоже участвуем практически во всех крупных проектах, тендерах. И очень успешно!

Вела беседу Ольга Лис, «Время колтюбинга»

НАША СПРАВКА

Общество с ограниченной ответственностью «ГИРС-сервис» предлагает услуги по проведению геолого-геохимических и технологических исследований в процессе строительства нефтегазовых скважин с управляемым мониторингом бурения и решению сопутствующих задач.

Для проведения геолого-технологических исследований компания использует автомониторинговые системы, которые позволяют следить за всеми этапами строительства скважин, производить расчленение геологического разреза и первично выделять перспективные горизонты.

ООО «ГИРС-сервис» активно участвует в реализации проектов по поиску и добыче углеводородов на территории России и за рубежом. Компания является членом НПО «Союзнефтегазсервис» и сотрудничает со многими ведущими компаниями РФ в нефтегазодобывающей и нефтегазоперерабатывающей области.

Y.K.: Probably, what that our Chinese partners began to play a great role.

CTT: Partners or Rivals?

Y.K.: Both. Today they are very active in the Russian market. We understand that it is difficult to ignore Chinese geophysics, so we try to cooperate with them.

CTT: How would you characterize the tactics of GIRS-service on the market?

Y.K.: To date, we have signed more than seventy dealership agreements with leading manufacturers of geophysical equipment and machinery. The geography of these companies is quite wide: Tver, Tyumen, Saratov, Bashkortostan. In our arsenal there are almost all innovations that appear in the industry, we know the needs of consumers well. We are ready at any time to respond promptly to changes in the market situation.

CTT: In what areas, in your opinion, will geophysics develop?

Y.K.: Since we know virtually all equipment manufacturers, both domestic and overseas, and we are dealers of many companies, we can see and we can predict the development of geophysical market. First, of course, Hi-Tech technologies will be developed, especially in the segments of exploration and research of horizontal wells. Hi-tech technologies and equipment are already actively used by international oil and gas service companies – Schlumberger, Weatherford, etc., as well as leading Russian companies. We also participate in almost all major projects, tenders. And very successfully!

Interviewer – Olga Lis, Coiled Tubing Times

OUR REFERENCE

Limited liability company "GIRS-service" offers services in geological, geochemical and technological research in the process of construction of oil and gas wells with controlled drilling monitoring and solving related problems.

To conduct geological and technological research, the company uses self-monitoring systems that allows monitoring of all stages of well construction, dismembering the geological section and primarily allocating promising horizons.

GIRS-Service actively participates in the implementation of projects for the search and production of hydrocarbons in Russia and abroad. The company is a member of the NGO "Soyuzneftegazservis" and cooperates with many leading companies of the Russian Federation in the oil and gas producing and oil and gas processing areas.

Branches of GIRS-Service are located in key oil and gas producing regions of the Russian Federation, each of which has its own peculiarities both geologically and from the climatic point of view. Currently, GIRS-Service LLC is actively working at the facilities of PJSC Gazprom for the provision of geological and technical control services while drilling wells.

GIRS-Service uses the most advanced technologies to implement the tasks set by the Customer.

Материалы IV Международной (XII Всероссийской) научно-практической конференции «Нефтепромысловая химия»

Представляем вниманию читателей подборку тезисов докладов конференции, близких по тематике к информационному полю журнала «Время колтюбинга. Время ГРП» и отражающих современное состояние научно-исследовательских и опытно-промышленных работ по проблемам применения химических реагентов в высокотехнологичном нефтегазовом сервисе.

Изучение особенностей растворения кварцевого песка во фторсодержащих кислотных составах

М.А. СИЛИН, Л.Ф. ДАВЛЕТШИНА, З.Р. ДАВЛЕТОВ, Ю.Ж. ВАГАПОВА, Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) им. И.М. Губкина

Кислотные обработки являются наиболее распространенной технологией, применяемой для интенсификации добычи нефти и повышения приемистости скважин за счет улучшения фильтрационных характеристик породы и удаления кольматантов, образующихся в процессе бурения, цементации обсадной колонны и эксплуатации скважины.

На данный момент существует несколько актуальных направлений повышения эффективности кислотных обработок терригенных пород: подбор композиции, которая будет удовлетворять всем предъявляемым требованиям, а именно: избирательному растворению нежелательных компонентов, отсутствию вторичного осадкообразования и сравнительно небольшому расходу компонентов; изучение кинетики растворения компонентов терригенных пород в различных веществах, входящих в кислотные составы. Особенности взаимодействия компонентов породы и отдельных фторсодержащих соединений определяют выбор кислотного состава.

Основными компонентами кислотных композиций, используемых для обработок, являются фторсодержащие соединения, представленные плавиковой кислотой, фторидом аммония и бифторидом аммония.

Объектом данной работы является кварцевый песок – основной компонент терригенных пород.

В рамках исследования был определен гранулометрический состав кварцевого песка ситовым методом, с помощью которого удалось установить количественное соотношение

фракций и выделить целевую фракцию 200–250 мкм, с которой проводились дальнейшие испытания, для наилучшей корреляции результатов.

В ходе растворения образцов кварцевого песка в таких соединениях, как плавиковая кислота, фторид аммония и бифторид аммония, взятых в эквимолекулярных количествах фтора, были получены зависимости растворимости от времени взаимодействия, концентрации реагентов и температуры проведения обработки. Также были выявлены сходства и различия между используемыми соединениями по характеру воздействия на кварц и их растворяющей способности. В целом кинетика растворения образцов кварцевого песка в каждом отдельно взятом кислотном составе с наименьшими концентрациями реагентов имеет схожий характер при исследованных температурах. При этом интенсивность растворения кварца увеличивается в ряду «фторид аммония – плавиковая кислота – бифторид аммония».

Процесс взаимодействия кварца с 5% масс. раствором плавиковой кислоты как при 20 °С, так и при 80 °С характеризуется расходом большей части количества кислоты в первый час протекания реакции. Взаимодействие породы с бифторидом аммония, взятом в наибольшей исследованной концентрации, при различных температурах, напротив, характеризуется непрерывным увеличением количества растворившегося вещества (% масс.) по мере увеличения времени эксперимента. Растворение кварца в растворе фторида аммония с наибольшей исследованной концентрацией протекает достаточно равномерно, при этом скорость процесса существенно ниже, чем в растворах бифторида аммония.

Дальнейшее детальное изучение вопроса позволит установить особенности и механизм растворения кварца в различных фторсодержащих кислотных составах.

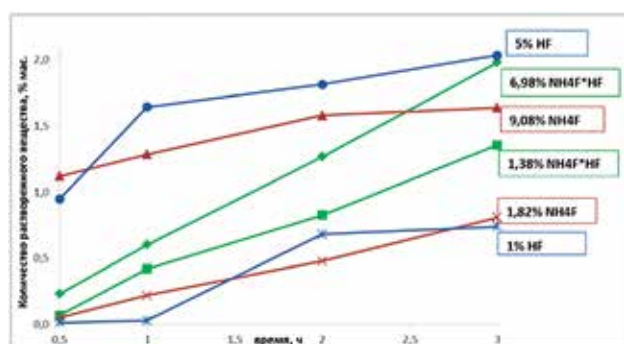


Рисунок 1 – Растворение целевой фракции кварцевого песка (0,2–0,25 мм) в составах, содержащих HF, NH₄F, NH₄F*HF, при 21 °C

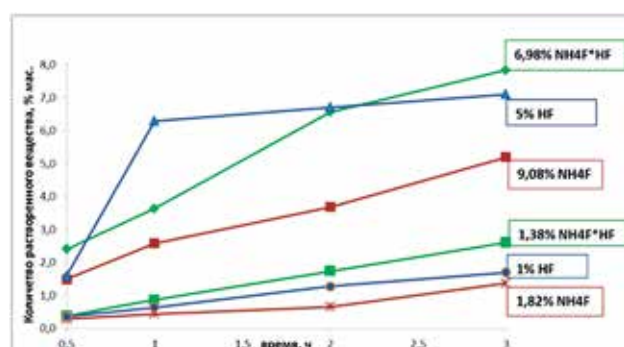


Рисунок 2 – Растворение целевой фракции кварцевого песка (0,2–0,25 мм) в составах, содержащих HF, NH₄F, NH₄F*HF, при 80 °C

Современные подходы к применению потокоотклоняющих технологий с учетом маршрута фильтрации закачиваемой воды

Т.А. ИСМАГИЛОВ, ООО «РН-Уфанипинефть»

В докладе обобщены современные подходы к дизайну водоизоляционных гелей в потокоотклоняющих технологиях (ПОТ) с учетом маршрута фильтрации закачиваемой воды, разработанные в ООО «РН-Уфанипинефть» с учетом мирового опыта и апробированные на месторождениях дочерних обществ НК «Роснефть». Обсуждаются основные типы маршрутов фильтрации закачиваемой воды в зависимости от особенностей коллектора, приведены алгоритмы стратегии размещения водоизоляционных гелей в зависимости от маршрута продвижения воды, изложены методы идентификации механизма обводнения продукции скважин, а также результаты расширенного применения предложенных подходов в реальных промысловых условиях.

Гидродинамические особенности

продвижения нагнетаемой воды при различных маршрутах фильтрации обуславливают различные технологические требования к дизайну обработки скважин. Каждому типу маршрута фильтрации соответствуют свои особенности дизайна обработки. В докладе детально показан алгоритм размещения гелей и требования к их свойствам в каждом случае. Согласно современным представлениям, выделяют 4 механизма обводнения продукции добывающих скважин закачиваемой водой.

- 1) Преобладающая радиальная фильтрация в гидродинамически изолированных разнопроницаемых пропластках с опережающим прорывом воды по высокопроницаемым интервалам. Эффективное потокоотклоняющее воздействие для данного типа фильтрации было реализовано на объекте разработки Ю₁³Двуреченского месторождения [1], в качестве водоизолирующего материала использован гель на основе полимеров акриламида (ПАА). Всего по данному алгоритму выполнено 54 скважино-операции, закачено более 80 тыс. м³ рабочих растворов, дополнительно добыто около 175 тыс. т нефти, объем попутно-добываемой воды сократился более чем на 5 млн м³.
- 2) Преобладающая радиальная фильтрация в гидродинамически неизолированных пропластках с внутрислоевыми перетоками между разнопроницаемыми участками пласта с опережающим прорывом воды по высокопроницаемым интервалам. Практическая реализация данного случая водоизоляции осуществлена на объекте Ю₁¹Онтонигайского месторождения, в качестве водоизолирующего материала в данном случае использована термогелеобразующая композиция РВ-3П-1, удовлетворяющая всем требованиям к водоизолирующему составу. На данном объекте проведены 22 обработки, с удельной эффективностью 2,0 тыс. т дополнительно добытой нефти на 1 скважино-обработку [2].
- 3) Преобладающая линейная фильтрация воды по трещинам, соединяющим забои нагнетательных и добывающих скважин. Изоляция трещин по разработанной технологии испытана и внедрена на трещиноватых карбонатных коллекторах месторождений Вала Гамбурцева, причем наиболее технологичными в этих условиях являются вязкоупругие составы на основе ПАА, сшитые ионами хрома. Всего в 2008–2016 годах произведено более 70 скважино-операций, дополнительно добыто более 2460 тыс. т нефти [3]. Испытание и внедрение

технологии изоляции техногенных трещин на терригенных коллекторах реализованы на Приразломном месторождении [4]. В этих условиях достаточно эффективными оказались неорганические осадкообразующие составы, обладающие более «жестким» потокоотклоняющим действием. На терригенных коллекторах с техногенными трещинами обработано более 100 скважин, дополнительно добыто более 250 тыс. т нефти.

- 4) Последовательная фильтрация закачиваемой в нагнетательную скважину воды сначала по трещинам, а затем по высокопроницаемой части матрицы. В данном случае эффективная водоизоляция предполагает размещение еще не сшитого геланта в водопромытой части матрицы через трещину с учетом времени гелеобразования. Опытно-промысловые испытания данного варианта обработок проведены в 2016 году на объекте Як-III-VII Ванкорского месторождения. Обработано 5 скважин, дополнительно добыто 98 тыс. т нефти. В 2017 году обработано 19 нагнетательных скважин.

Таким образом, важным этапом планирования работ по применению потокоотклоняющих технологий на современном этапе является идентификация маршрутов фильтрации закачиваемой воды. Промысловые результаты показывают, что повышение эффективности применения ПОТ может быть достигнуто при адресном воздействии на пласт с учетом механизма формирования каналов неэффективной фильтрации закачиваемой воды.

ЛИТЕРАТУРА

1. Магзянов И.Р., Исмагилов Т.А., Захаров В.П. и др.//Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 6. – С. 25–29.
2. Исмагилов Т.А., Магзянов И.Р.// Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 11. – С. 54–57.
3. Захаров В.П., Исмагилов Т.А., Антонов А.М. и др.//Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 12. – С. 102–105.
4. Захаров В.П., Исмагилов Т.А., Асмандияров Р.Н.//Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 1 – С. 54–57.

Гранулированные деструкторы на основе ферментов

Л.А. МАГАДОВА, Д.Н. МАЛКИН, П.К. КРИСАНОВА,
С.А. БОРОДИН, Российский государственный
университет нефти и газа (национальный
исследовательский университет) им. И.М. Губкина,
НОЦ «Промысловая химия»

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) является одним из наиболее эффективных и распространенных методов интенсификации добычи пластовых флюидов и приемистости нагнетательных скважин, приуроченных к эксплуатации низкопроницаемых,

слабодренируемых, неоднородных и расчлененных коллекторов. С давних пор в зарубежной и отечественной практике ГРП в качестве жидкостей разрыва предпочтение получили водные растворы полимеров, таких как гуаровая камедь, гидроксипропилгуар. Применение таких технологических жидкостей влечет за собой ухудшение фильтрационных свойств коллектора за счет коагуляции порового пространства остатками неразрушенного полимерного геля.

Одним из важных направлений совершенствования ГРП является оптимизация разрушения технологической жидкости в трещине и пласте после проведения технологического процесса. Эффективным способом является разрушение цепочек гуаровой камеди с помощью энзимов (ферментов). При этом фермент, в отличие от традиционно применяемых окислителей, в ходе реакции разрушения цепей полисахарида не расходуется.

В лабораториях НОЦ «Промысловая химия» при РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина были проведены исследования по получению гранулированного деструктора на основе ферментов различного строения для полисахаридных жидкостей ГРП.

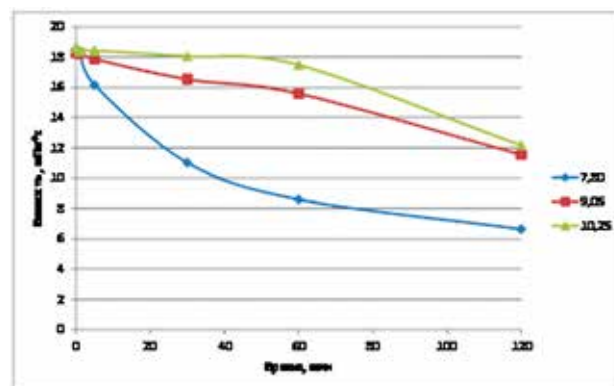


Рисунок 1 – График зависимости вязкости раствора Гелеобразователя РГУТБГ-марка С в концентрации 3,0 кг/м³ от pH. Концентрация гранулированного деструктора 75 г/м³

Полученные гранулы включают в себя ферменты с протеолитической активностью около 30 000 ед./г в количестве 0,5–1,0% масс. и наполнитель – биоразлагаемый полимер. При этом оптимальная дозировка гранулированного деструктора составляет 50–100 г/м³ жидкости ГРП.

На рисунке 1 представлена зависимость эффективной вязкости раствора гуаровой камеди от pH-раствора.

Как видно из представленных данных, высокие значения pH (9–10) замедляют деструкцию гуаровой камеди, однако полностью ее не блокируют. Для замедления действия ферментов

в качестве деструктора жидкости ГРП можно использовать подщелачивающие агенты.

В таблице 1 представлены рецептуры жидкости ГРП для пластовых условий 20–30 °С.

Таблица 1 – Рецептуры жидкости ГРП

Реагент	Размерность	Концентрация реагента		
		1	2	3
Гелеобразователь водных гелей «РГУ ГВГ» марка С	кг/м ³	3,0	3,0	3,0
Стабилизатор глин водных гелей «РГУ СГВГ»	л/м ³	1,0	1,0	1,0
Дезэмульгатор водных гелей «РГУ ДВГ»	л/м ³	1,0	1,0	1,0
Сшиватель боратный водных гелей «РГУ СБВГ» марка 10	л/м ³	2,0	2,0	2,0
Деструктор энзимный	г/м ³	100	75	50

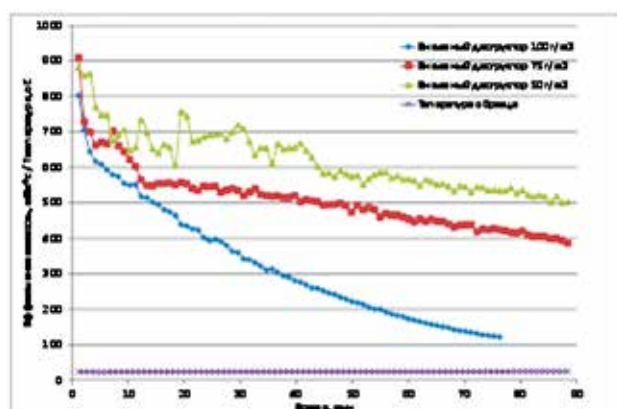


Рисунок 2 – График зависимости вязкости жидкости ГРП от времени при различных концентрациях деструктора. Grace M5600, R1B5. Скорость сдвига 100 с⁻¹

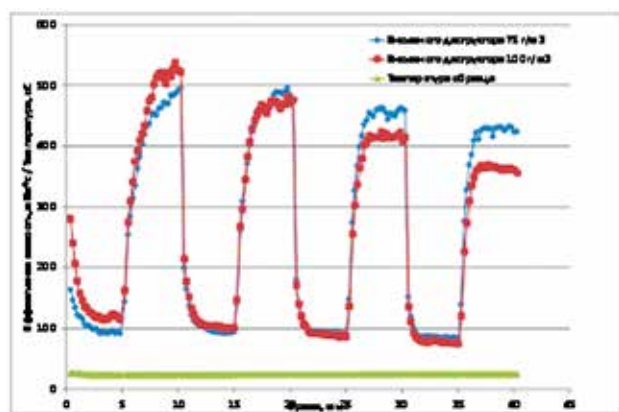


Рисунок 3 – График зависимости вязкости жидкости ГРП от времени при различных скоростях сдвига (тест на сдвиг). Grace M5600, R1B5. Температура 25 °С

При этом pH сшитого геля 8,9–9,0, что является оптимальным для разрушения цепочек полисахарида под действием ферментов.

На рисунках 2 и 3 представлена зависимость эффективной вязкости сшитого полисахаридного геля от времени.

В ходе исследования были подобраны оптимальные соотношения реагентов, входящих в состав гранул деструктора. Показано влияние pH-раствора на деструкцию гуаровой камеди под действием гранулированного деструктора.

Была подобрана рецептура сшитой жидкости ГРП с гранулированным энзимным деструктором для пластов с температурой 20–30 °С.

Повышение эффективности крепления RCP-пропанта в трещине ГРП путем применения экзотермических составов

А.А. МАМЫКИН, И.З. МУЛЛАГАЛЛИН, ООО «Уфимский научно-технический центр»

После производства ГРП на добывающих скважинах одним из наиболее значимых факторов, осложняющих процесс эксплуатации, является вынос из ПЗП незакрепленного пропанта, что приводит к преждевременному износу, засорению рабочих частей УЭЦН и отказу погружного оборудования.

Существенно снизить вынос пропанта позволяет технология термозакрепления пропанта (ТЗП), с помощью которой, закрепление RCP-пропанта в трещине ГРП достигается путем инициации процессов сшивки олигомеров фенолформальдегидной смолы, нанесенных на поверхность пропанта, что увеличивает адгезию между зернами на границе контакта.

В трещине ГРП самостоятельное самозакрепление RCP происходит при пластовых температурах выше 50 °С или 75 °С (в зависимости от типа пропанта). На месторождениях с пластовой температурой, недостаточной для активации процессов сшивки покрытия RCP-пропанта, после проведения ГРП целесообразно использование экзотермических составов, генерирующих тепловую энергию непосредственно в ПЗП.

В работе представлены результаты обработки скважин экзотермическими композициями, разработанными в ООО «Уфимский научно-технический центр», а также показаны технические решения для борьбы с поглощением рабочих растворов композиций в скважинах с низким пластовым давлением.

Для оценки технологической эффективности технологии ТЗП ведется статистика по МРП

скважин, на которых были выполнены работы по ГРП с ТЗП в сравнении с базовой технологией по ГРП на скважинах со схожими геолого-техническими характеристиками.

Исследование физико-химических процессов при взаимодействии осадкогелеобразующего состава с полиакриламидом в технологии регулирования охвата пластов заводнением

Л.А. МАГАДОВА, М.А. СИЛИН, В.В. МАКИЕНКО, К.А. ПОТЕШКИНА, Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) им. И.М. Губкина, НОЦ «Промысловая химия»

В процессе разработки нефтяного пласта закачиваемая через нагнетательные скважины вода устремляется в пропластки с наибольшей проницаемостью, что приводит к неравномерному охвату пластов воздействием. На поздней стадии разработки месторождений одна из проблем – это превращение пропластков с наименьшим гидравлическим сопротивлением в основной канал фильтрации. Это не позволяет реализовать в полной мере энергию пластовых и закачиваемых вод, при этом энергозатраты на добычу одной тонны нефти существенно возрастают в сравнении с первоначальными.

На современном этапе нефтедобычи широко применяются потокоотклоняющие композиции. Данные технологии имеют ряд достоинств и недостатков. Применение нескольких потокоотклоняющих реагентов в комплексе позволяет повысить эффективность используемых композиций, тем самым нивелируя их недостатки.

В научно-образовательном центре «Промысловая химия» разработан комплексный метод регулирования фильтрационных потоков, заключающийся в закачке осадкогелеобразующей композиции на основе хлорида (полиоксихлорида) алюминия, карбамида в сочетании с водорастворимым полимером – полиакриламидом. При разработке данного метода подбирался компонентный состав осадкогелеобразующей композиции, а также выбор наиболее подходящей марки полиакриламида [1].

В ходе экспериментальных работ оценивалось время осадкогелеобразования, физико-химические характеристики полиакриламида, влияние растворов полиакриламида на время осадкогелеобразования и консистенцию неорганических гелей.

При контакте раствора полиакриламида

с осадкогелеобразующей композицией визуально наблюдалась неравномерная сшивка полиакриламида, предположительно ионами алюминия, находящимися в растворе. На основе анализа литературных источников также можно предположить, что помимо сшивки ионами алюминия происходит образование полимер-коллоидного комплекса полиоксихлорида алюминия и полиакриламида. Подобные комплексы образуются самопроизвольно за счет нековалентных взаимодействий реагентов на молекулярном уровне. Полиакриламид выступает в роли органической компоненты, а коллоидные частицы золей полиоксихлорида алюминия – в роли неорганической дисперсной фазы.

Образование подобной структуры на контакте полиакриламида с осадкогелеобразующей композицией позволяет получить систему с высокими водоизолирующими свойствами.

Данная технология была адаптирована к условиям пласта ЮВ1Урьевского месторождения. В рамках «Производственной программы ОНР и внедрения новых технологий на предприятиях ОАО «ЛУКОЙЛ» на 2015 г.» проведена закачка модифицированного термотропного состава SiXell на 8 нагнетательных скважинах.

ЛИТЕРАТУРА

1. Способ разработки обводненной нефтяной залежи// Патент РФ № 2475635Е21В43/22, 20.02.2013.

Разработка твердого сшивателя водных полисахаридных жидкостей ГРП

Л.А. МАГАДОВА, В.А. ЦЫГАНКОВ, А.А. ГОГОЛЕВ, Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) им. И.М. Губкина

На современном этапе развития нефтегазодобывающей отрасли наблюдается, с одной стороны, непрерывное наращивание добычи объемов нефти, а с другой стороны, падение дебитов скважин переходящего фонда и относительно низкие пусковые дебиты новых скважин. Для выхода на плановый уровень по добыче и его поддержания бурятся новые скважины и применяются различные технологии повышения нефтеотдачи пласта (ПНП) и интенсификации добычи скважин (ИДН). Технология гидравлического разрыва пласта (ГРП) сочетает в себе как комплексный подход к ИДН и ПНП, так и экономическую целесообразность по сравнению со строительством новых скважин.

Ввиду перспективности процесса ГРП предлагается усовершенствовать технологию приготовления жидкостей разрыва

путем разработки твердого сшивателя водных полисахаридных линейных гелей. Твердый гранулированный сшиватель призван снизить логистические затраты на транспортировку и хранение химических реагентов, упростить технологическое исполнение процесса производства ГРП, при этом сохранив все достоинства жидких сшивателей пролонгированного действия. Пролонгированность действия твердых составов обеспечивается за счет грануляции реагента и, как следствие, наличия стадии медленного растворения гранул сшивателя в водном полисахаридном геле.

В настоящей работе приводится перечень разработанных гранулированных сшивателей различного компонентного состава. В качестве сшивающего агента была выбрана недефицитная борная кислота, подщелачивающая композиция на основе органических и неорганических соединений обеспечивает необходимую щелочность среды для жидкости ГРП, а различные водорастворимые полимеры выступают в качестве связующих добавок, обеспечивающих грануляцию продукта. Гранулы обладают хорошей механической прочностью, растворяются в линейном геле в течение 3–5 минут.

Российский рынок сухих сшивателей жидкостей ГРП представлен в основном иностранной продукцией, поэтому данное исследование является крайне перспективным и имеет высокую практическую значимость.

Разработка замедлителя сшивки водных полисахаридных гелей для ГРП

Л.А. МАГАДОВА, В.А. ЦЫГАНКОВ, В.М. ДУПЛЯКОВ,
Российский государственный университет нефти и газа
(национальный исследовательский университет)
им. И.М. Губкина

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) является одной из наиболее эффективных технологий интенсификации работы добывающих и нагнетательных скважин. ГРП позволяет не только увеличить выработку запасов, находящихся в зоне дренирования скважины, но и существенно приобщить к выработке слабодренируемые зоны и прослой, и, следовательно, достичь более высокой конечной нефтеотдачи. В последнее время ГРП является одним из немногих методов, который позволяет проводить интенсификацию с высокой экономической отдачей, но для этого необходимо использование жидкостей гидроразрыва, оптимизирующих параметры проведения процесса.

В настоящее время для проведения

гидроразрыва пласта на глубоких скважинах и оптимизации процесса используют жидкости на основе реагентов с замедленной сшивкой геля вместо реагентов для мгновенной сшивки. Это прежде всего необходимо для того, чтобы снизить потери давления на трение при прокачке жидкости ГРП по трубам достаточной длины и сравнительно малого диаметра. Такой подход позволяет в первую очередь повысить производительность насосов и их ресурс, а, во-вторых, снизить риски преждевременной остановки (СТОПа) в процессе работы.

В данной работе предлагается оптимизировать характеристики водного полисахаридного геля для гидроразрыва за счет введения в его состав различных замедлителей сшивки на основе многоатомных спиртов. Также в работе исследуется влияние структуры спиртов и количества гидроксильных групп в молекуле спирта на время сшивки и стабильность получающихся сшитых гелей.

В исследованных композициях сшивателей сшивающим агентом выступает недефицитная борная кислота в смеси с подщелачивающим агентом – гидроксидом натрия. Готовый сшиватель представляет собой водный раствор, содержащий борную кислоту, едкий натр и замедлитель сшивки. В результате исследования спиртов были получены рецептуры сшивателей со временем сшивки от 1 минуты до 3 минут.

Научная новизна работы представлена изучением механизма физико-химического замедления сшивки.

Данное исследование наряду с научной значимостью имеет и практические перспективы, связанные с необходимостью и важностью использования геля с регулируемыми параметрами набора вязкости. Кроме того, в состав композиции сшивателя входят недефицитные реагенты отечественного производства. На сегодняшний момент составы химических замедлителей российского производства представлены слабо.

Исследование влияния поливалентных металлов на реологические характеристики водных растворов вязкоупругих поверхностно-активных веществ, применяемых в качестве жидкостей для гидроразрыва пласта

М.А. СИЛИН, Д.Н. МАЛКИН, П.К. КРИСАНОВА,
С.А. БОРОДИН, Российский государственный
университет нефти и газа (национальный
исследовательский университет) им. И.М. Губкина,
НОЦ «Промысловая химия»

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) является одним из наиболее эффективных и распространенных методов интенсификации добычи пластовых флюидов и приемистости нагнетательных скважин, приуроченных к эксплуатации низкопроницаемых, слабодренлируемых, неоднородных и расчлененных коллекторов [1]. В настоящее время перспективным направлением является использование бесполимерных жидкостей разрыва на основе вязкоупругих поверхностно-активных веществ (ВУПАВ). Благодаря дифильной структуре молекул такие ПАВ склонны к ассоциации в водной среде с образованием длинных червеобразных мицелл, которые в свою очередь формируют между собой трехмерную сетку топологических зацеплений, характеризующуюся вязкоупругими свойствами [2].

Жидкости на основе ВУПАВ обладают рядом характерных свойств: наличие маловязкой упругой структуры, хорошо удерживающей в объеме и транспортирующей глубоко в пласт расклинивающий материал; способность разрушаться и терять вязкоупругие свойства при контакте с углеводородной фазой [3]. Однако стоит учитывать, что вышеприведенные свойства у композиций проявляются только при достаточно высоких концентрациях ВУПАВ, что с экономической точки зрения накладывает серьезные ограничения на их внедрение и практическое использование.

Электролиты, чаще всего соли щелочных металлов, широко используются для регулирования реологических свойств водных растворов ионогенных ПАВ. При добавлении электролитов к растворам ПАВ происходит рост концентрации противоионов в двойном электрическом слое мицеллы и степени их связывания с поверхностно-активным ионом, что приводит к увеличению упаковки мицелл и, как следствие, улучшению вязкостных показателей [4].

В рамках данной работы осуществлялось исследование влияния поливалентных металлов на реологические свойства составов на основе ВУПАВ, применяемых в качестве жидкостей ГРП. Объектом исследования выбрано цвиттер-ионное ПАВ на основе амидобетаинов – НЕФТЕНОЛ ВУПАВ (АО «Химеко-ГАНГ»).

В таблице 1 представлены результаты осцилляционных исследований солевых растворов НЕФТЕНОЛа ВУПАВ различной концентрации, с добавлением в состав Me^{+3} .

Введение небольшого количества поливалентного металла, в нашем случае алюминия, в раствор ВУПАВ влечет за собой значительное увеличение модуля накопления G' , т.е. упругой составляющей материала.

Таблица 1 – Реологические характеристики растворов НЕФТЕНОЛа ВУПАВ при 25 °С

№ п/п	Состав композиции	Комплексная вязкость, η^* , мПа·с	Модуль накопления, G' , Па	Модуль потерь, G'' , Па
1	НЕФТЕНОЛ ВУПАВ 1% масс. в 10%-м NaCl	617,48	0,273	0,276
2	НЕФТЕНОЛ ВУПАВ 1% масс. в 10%-м NaCl с добавлением 0,006% масс. Me^{+3}	1571,61	0,947	0,278
3	НЕФТЕНОЛ ВУПАВ 2% масс. в 10%-м NaCl	4084,74	2,271	1,196

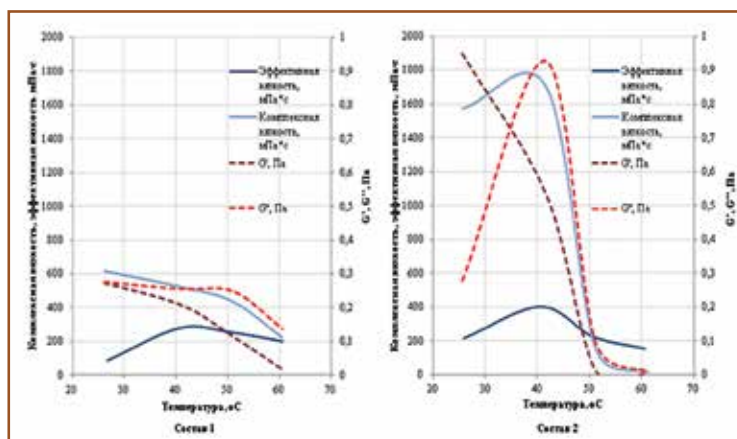


Рисунок 1 – Ротационные и осцилляционные исследования вязкоупругих составов (скорость сдвига 10 с^{-1} , частота $0,1 \text{ Гц}$); G' – модуль накопления, соответствующий упругому ответу материала, Па; G'' – модуль потерь, характеризующий вязкостные свойства образца

На рисунке 1 представлена зависимость реологических параметров растворов ВУПАВ, определенных ротационным и осцилляционным методами, от температуры.

Выявленное скачкообразное изменение вязкостных параметров системы может быть связано с образованием более сложных комплексных структур между цилиндрическими мицеллами ВУПАВ и алюминием.

Таким образом, включение в состав растворов ВУПАВ поливалентных металлов позволяет сохранять на должном уровне реологические свойства композиции при снижении концентрации самого ПАВ.

ЛИТЕРАТУРА

- Магадова Л.А. Нефтепромысловая химия. Технологические аспекты и материалы для гидроразрыва пласта: учеб. пособие для вузов/Л.А. Магадова, М.А. Силин, В.Н. Глуценко. – М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2012. – 423 с.
- Куряшов Д.А. Структура и вязкоупругие свойства смешанных мицеллярных растворов олеиламидопропилбетаина и анионного ПАВ: дис. кан. хим. наук. Казан. гос. технол. университет, Казань, 2009. – 146 с.
- Силин М.А., Магадова Л.А., Малкин Д.Н., Крисанова П.К.,

Бородин С.А., Фан Ву Ань. Беспolyмерная технологическая жидкость для гидроразрыва пласта на основе вязкоупругих поверхностно-активных веществ//Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2017. – № 5. – С. 36–43.

4. Исмагилов И.Ф. Супрамолекулярная система на основе цилиндрических мицелл анионного ПАВ и наночастиц оксида кремния: дис. кан. хим. наук. Казан. нац. исслед. технол. университет, Казань, 2016. – 123 с.

Подбор ингибиторов коррозии для солянокислотных обработок пласта с применением колтюбинга

Л.Ф. ДАВЛЕТШИНА, М.Д. ПАХОМОВ, К.В. ИЛЬКОВ,
Российский государственный университет нефти и газа
(национальный исследовательский университет)
им. И.М. Губкина

Кислотная обработка призабойной зоны пласта на сегодняшний день является одним из самых распространенных методов интенсификации нефтедобычи. Традиционно используется соляная кислота ввиду своей распространенности и дешевизны, которая при этом имеет высокую коррозионную активность, что приводит к преждевременному износу оборудования.

В то же время все более востребованными являются технологии с применением колтюбинговых установок при проведении различных ремонтных работ как на старом фонде скважин, при разработке истощенных месторождений, так и на вновь вводимых скважинах, особенно в условиях небольших удаленных месторождений. Возрастающая популярность использования колтюбинговой технологии связана с экономической выгодой, а также высокой мобильностью.

При взаимодействии закачиваемой в пласт соляной кислоты с гибкой трубой возникает проблема кислотной коррозии. При этом при использовании такой трубы существует несколько особенностей. Так как гибкая труба изготавливается из стали, легированной хромом, никелем, а также содержит добавки марганца и фосфора, коррозия будет протекать с меньшей скоростью, чем при взаимодействии кислоты с углеродистой сталью. С другой стороны, условия эксплуатации такой трубы, предполагающие наличие усталостных напряжений вследствие циклического наматывания на катушку и разматывания, обуславливают существенное снижение ресурса трубы, в том числе и из-за увеличения подверженности коррозионным процессам.

В НОЦ «Промысловая химия» при РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина для стали А-606 были проведены исследования по подбору составов на основе 15%-й HCl и ингибитора

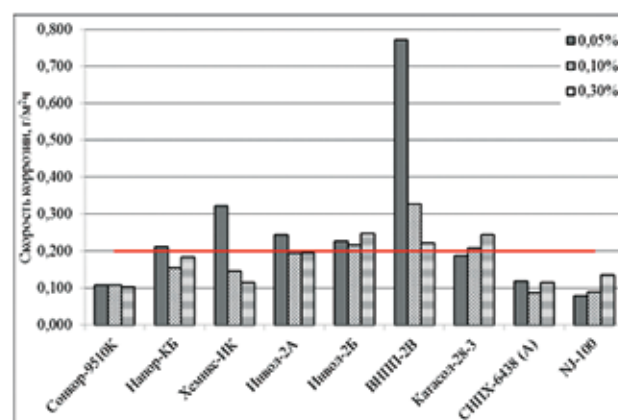


Рисунок 1 — График зависимости скорости коррозии стали А-606 от концентрации ингибиторов при 24 ч, 25±2 °С

коррозии. Ингибиторы представлены девятью производителями образцов: Сонкор-9510 К, Напор-КБ, Хемикс-ИК, Инвол-2 марок А и Б, ВНПП-2-В, Катасол-28-3, СНПХ-6438 (А), NJ-100. Скорость коррозии оценивалась гравиметрическим методом при температуре 25±2 °С.

Была сравнена скорость коррозии стандартной углеродистой стали Ст3кп и стали гибкой трубы А-606 в 15%-ю HCl без добавления ингибиторов в течение 24 часов. Скорость коррозии Ст3кп составила 8,76 г/м²·ч, стали А-606 – 0,41 г/м²·ч. Более низкую скорость растворения можно объяснить химическим составом исследуемого материала (А-606), в котором присутствуют такие элементы, как хром и никель, повышающие ее коррозионную устойчивость.

Была оценена эффективность ингибиторов на А-606. Ингибиторы коррозии добавлялись в рекомендуемой производителями концентрации 0,30%, а также 0,10 и 0,005%. Результаты представлены на рис. 1.

Согласно стандартам, скорость коррозии оборудования, применяемого в нефтегазовой отрасли, не должна превышать 0,2 г/м²·ч. При этом ряд ингибиторов не позволил достичь необходимого эффекта при заявленной концентрации.

Сравнивая полученные данные с аналогичными для стали Ст3кп [1], можно сделать вывод о том, что, несмотря на более высокую коррозионную устойчивость стали А-606, ряд ингибиторов коррозии на А-606 проявляет более низкий защитный эффект.

ЛИТЕРАТУРА

1. Силин М.А., Магадова Л.А., Давлетшина Л.Ф., Пахомов М.Д., Тимербулатова Ю.М., Самсоненко Е.А. Изучение работы современных ингибиторов коррозии в кислотных системах//Практика противокоррозионной защиты – 2016. – № 4 (82). – С. 22–30.

Роботизированные системы Welltec® для ГТМ на геофизическом кабеле

В.С. БУГРОВ, В.Р. КУЧУКОВ, А.А. ТОПОРКОВ, М.З. МАДИЕВ

Наша компания располагает обширным портфолио для производства широкого спектра внутрискважинных работ, в него включены такие сервисы, как очистка ствола скважины, фрезерование, механические работы и сервис по доставке различных инструментов в горизонтальные скважины. 2017 год стал прорывным в области применения механических решений Welltec® в РФ. Основным видом работ, для которых привлекается Welltec®, является доставка комплексной геофизической аппаратуры в горизонтальные скважины, а основным инструментом – скважинный трактор.

Well Tractor® – это электрогидравлический скважинный инструмент, предназначенный для доставки специального оборудования в горизонтальные стволы скважин. Устройство спускается на каротажном кабеле до максимальной возможной глубины под действием силы тяжести. При подаче на скважинный трактор электрического питания, под действием гидравлического усилия, из корпуса прибора выдвигаются колеса. Колеса трактора, каждое из которых является гидромотором, обеспечивают центрирование по оси ствола скважины и непрерывное продвижение скважинного трактора и специальных инструментов.

Традиционно для доставки геофизических приборов в горизонтальные скважины использовалась колонна гибких НКТ, однако этот метод имеет ряд существенных ограничений. В первую очередь, это проблема «запирания», или так называемой «блокировки», когда колонна гибких труб скручивается в спираль подобно пружине, при этом площадь поверхности соприкосновения трубы и скважины кратно возрастает, сила трения превосходит вес колонны и дальнейший спуск компоновки невозможен. Напомним, что скважинный трактор был изобретен 30 лет назад именно для решения задачи по «затягиванию» ГНКТ на забой горизонтальной скважины, а на сегодняшний день необходимость провести ПГИ на скважине с соотношением MD/TVD более 2 и длиной горизонтальной части более 1000 м встречается все чаще. Во-вторых, спуск колонны ГНКТ в добывающую скважину провоцирует смену режима работы пласта, зачастую приводит к отсутствию стабильного дебита и невыходу на

рабочий режим: запись качественного профиля притока в таких условиях невозможна. В-третьих, проблема потери связи с геофизическим прибором вследствие нарушения герметичности кабельной головки, а также риск повреждения самого прибора в случае его доставки на гибких трубах до сих пор не нашли решения. Добавление датчика нагрузки в струну приборов лишь позволит зафиксировать момент превышения допустимой нагрузки на инструмент в обычно заявленные производителем ~250 кг, но не предотвратить его. Также наряду с технологическими и логистическими факторами не стоит забывать об экономической составляющей – производство работ с использованием трактора является более эффективным.

Доставка приборов на забой – это лишь часть комплекса работ по проведению ПГИ. Если перед нами стоит цель записать профиль приемистости в нагнетательной скважине или профиль притока в фонтанирующей добывающей скважине, то задача



упрощается. Но в большинстве случаев для обеспечения полного комплекса также требуется предоставление услуг по вызову и поддержанию стабильного притока скважинной продукции, и с этой задачей мы справились. В настоящий момент мы предоставляем Заказчику 2 технологии механизированной добычи: газлифт и насосная эксплуатация. Закачка газообразного азота через

пусковые муфты для снижения забойного давления применима на большинстве скважин, это своего рода универсальный способ. В то же время самый затратный и логистически сложный: в операцию вовлечено несколько единиц техники, включая высокопроизводительный насосный агрегат, ДЭС, рабочую и транспортную криогенную емкость для жидкого азота, с помощью которой осуществляется постоянный подвоз продукта от места заправки к месту проведения работ. Касательно насосной эксплуатации, в начале августа 2017 года совместно с ООО «Новомет-Сервис» был произведен комплекс ГИС с применением байпасной системы, оборудованной установкой ЭЦН 3-го габарита. Работы были выполнены в полном объеме согласно плану работ. Стоит отметить, что применение УЭЦН для вызова и поддержания стабильного притока, бесспорно, является лучшим и наиболее эффективным методом освоения скважины,

однако у него имеется ряд ограничений. На сегодняшний день выполнение работ при работе с геофизическим кабелем возможно при соблюдении следующих требований: глубина спуска байпасной системы не более 2700 м; максимальный угол отхода оси скважины от вертикали в интервале установки не более 40 град; интенсивность набора угла в интервале установки не более 15 град на 10 м. В ближайшем будущем для проведения работ по вызову притока мы также планируем испытать новую модель струйного насоса. Таким образом, мы предоставляем Заказчику полный спектр услуг по проведению ПГИ в горизонтальных скважинах, включая наиболее эффективный способ вызова притока.

Наиболее перспективным направлением для дальнейшего применения роботизированных технологий компании Welltec® является цикл операций, финальной целью которых является управление скважиной Заказчика. Комплекс мероприятий состоит из следующих видов работ: подготовка ствола скважины для обеспечения доступа инструментов до забоя, проведение комплекса ПГИ для сбора актуальных данных по работе скважины, селективное управление муфтами МГРП для водоизоляции либо повторному ГРП – и направлен на продление жизни скважины и увеличение накопленной добычи. Каждый из приведенных видов работ выполняется нашей компанией по отдельности, но до сих пор ни разу в комплексе. Так, например, применение скважинного трактора и шламоуловителя компании Welltec® позволило восстановить доступ к забою горизонтальной скважины одному из операторов, ведущих добычу на каспийском шельфе. Вместе с этим Заказчик получил возможность исследовать глубинную пробу отобранного шлама, выяснить его происхождение и скорректировать процесс ввода скважины в эксплуатацию. Фрезерование шаров и седел муфт МГРП под номинал без потерь жидкости в пласт за несколько часов стало рутинной задачей для нашей команды в Казахстане. Наше последнее достижение – 9 стадий за 36 часов.

Сейчас операторы перешли к использованию растворимых шаров, это позволило сократить цикл освоения скважин после МГРП. Но по-прежнему есть необходимость фрезеровать посадочные седла для доступа инструментов к забою, и лучше под «номинал», без сколов и механических повреждений муфты, которые повышают риск прихвата или непрохода при последующих внутрискважинных работах. Финальный шаг после проведения комплекса ПГИ, когда у оператора уже

имеется информация о том, как работает каждый из портов, – проведение механических работ. Применение скважинного трактора в тандеме с гидравлической штангой Well Stroker®, которая может развивать осевое усилие до 50 тонн в любой точке скважины, и скважинным ключом Well Key® для проведения селективной манипуляции компонентами заканчивания. Именно эта технология использовалась на одном из месторождений в НАО для проведения селективной стимуляции и механической водоизоляции.

Очередная новинка от нашей компании для производства аварийных работ – механический труборез. Инструмент успешно зарекомендовал себя достаточно давно, а разработка модели в самом малом типоразмере в 60 мм велась последние 3 года. На сегодня мы имеем достаточно примеров со всего мира об успешном применении данного инструмента, рассмотрим последний пример из ЯНАО. Один из операторов вел разведочное бурение на пласт с АВПД. Для контроля над скважиной



использовался раствор РУО плотностью 2,1 г/см³, и в результате нарушения технологической операции барит выпал в осадок и подвеска НКТ оказалась прихвачена. Попытки ликвидировать прихват путем резки колонны плазменным резаком RCT на геофизическом кабеле и механическим резаком на ГНКТ к успеху не привели. Задача осложнялась нахождением подвески НКТ под компрессией в несколько

тонн и невозможностью подорвать подвеску непосредственно после реза в связи с опасностью выброса и получения открытого фонтана. Мы блестяще справились с поставленной задачей,



стенка НКТ 7,34 мм была прорезана за 7 минут, что подтвердилось по токовым диаграммам работы прибора, а также при осмотре инструмента на поверхности. Это позволило бригаде освоения восстановить циркуляцию, заглушить скважину свежим раствором и безопасно извлечь прихваченную колонну НКТ.

Спектр оказываемых компанией Welltec® услуг непрерывно совершенствуется и расширяется. Роботизированные технологии для проведения внутрискважинных работ приобретают все большее распространение в нашей стране и составляют здоровую конкуренцию ГНКТ. ☉

Welltec®

Тел. +7 495 232-00-61

vbugrov@welltec.com

www.welltec.com

Эволюция пропанта BORPROP

А.В. МОЖЖЕРИН, к. т. н., АО «Боровичский комбинат огнеупоров»; А.Ю. КОРЖАВИН, ООО «Торговый Дом БКО»

За два десятка лет до появления термина импортозамещение, с 1994 по 1998 год, АО «Боровичский комбинат огнеупоров» реализовал свой собственный проект по освоению промышленного производства пропантов для ГРП с целью замещения американских пропантов, используемых отечественными нефтяными компаниями, чем внес свой вклад в развитие и становление отечественной технологии ГРП. В статье подробно рассмотрена эволюция свойств боровичского алюмосиликатного пропанта BORPROP (насытная плотность, сопротивление раздавливанию (прочность), долговременная проводимость), даны оценки изменений, приведено сравнение со свойствами магнезиально-кварцевых пропантов. Показано, что при сравнимых показателях прочности пропантов обоих типов лучшие показатели долговременной проницаемости магнезиально-кварцевых пропантов на треть (34%) ниже, чем у алюмосиликатных пропантов, и, несмотря на более низкую насыщенную плотность, эффект от снижения массы пропанта, используемого для ГРП, не перекрывает убытков от снижения продуктивности скважины из-за снижения проводимости. Использование магнезиально-кварцевых пропантов при ГРП убыточно для нефтяных компаний. В меняющихся рыночных условиях АО «БКО» способно выпускать пропанты, удовлетворяющие меняющиеся запросы потребителей. При этом пропанты BORPROP в любом случае остаются лучшими по ключевым показателям – долговременной проводимости и проницаемости.

В июле 2017 года АО «Боровичский комбинат огнеупоров» отмечает 160-летний юбилей. В 1993 году, осуществляя собственную программу диверсификации, комбинат приступил к реализации проекта по разработке и освоению выпуска керамических алюмосиликатных пропантов на основе отечественных бокситов. Первая очередь производства пропантов мощностью 15 000 тонн пропантов в год была пущена в эксплуатацию в сентябре 1998 года. И хотя производство пропантов АО «БКО» в настоящее время не является единственным, оно навсегда останется первой удачной попыткой организовать в России серийный промышленный выпуск пропантов [1, 2]. В следующем году первому в России производству пропантов исполняется 20 лет, а самому проекту – 25 лет. В текущем году годовой выпуск пропантов впервые превысит 300 000 тонн, а в следующем достигнет 400 000 тонн. Освоение производства пропантов, расширив спектр выпускаемой продукции, позволило комбинату уйти от традиционных рынков сбыта продукции к более перспективным и платежеспособным нефтедобывающим предприятиям, обеспечив финансово-экономическую устойчивость. По своей сути – это один из первых проектов по импортозамещению, выполнение которого позволило ускоренными темпами освоить и развить отечественную технологию ГРП.

Разработка пропанта и технологии его производства с самого начала велась с ориентиром

на лучшие зарубежные аналоги. При реализации технологического процесса использованы новейшие достижения в области технологии производства керамических материалов и эксклюзивное импортное оборудование – смесители-грануляторы Eirich (рис. 1), применяемые ведущими в то время зарубежными производителями пропантов, такими как Carbo Ceramics и Norton-Alcoa. Технические решения, разработанные технологами комбината, были запатентованы [3, 4]. С 1997 года по настоящее время в копилке АО «БКО» уже 12 патентов по производству пропантов. В 2001 году была зарегистрирована торговая марка боровичских пропантов – BORPROP (свидетельство Роспатента № 200569).

Для проектирования и постановки на производство новых видов пропантов работает научно-исследовательское подразделение – Центр совершенствования технологии и производства. Центр оснащен необходимым испытательным и исследовательским оборудованием, укомплектован лучшими инженерными кадрами. В распоряжении исследователей – лучшие образцы технологического оборудования (мельницы тонкого измельчения, противоточные смесители Eirich, сита Ro-Tap, обжиговые печи Nabertherm), установка по определению проводимости и проницаемости пропантов (США), комплекс оборудования для выполнения оперативного технологического контроля и глубокого



Рисунок 1 – Смесители-грануляторы Eirich

исследования материалов, включающий рентгеновский дифрактометр ДРОН-6 для определения фазового состава вещества, лазерный анализатор размера частиц Micrisizer для контроля степени измельчения, оптические и электронный (Jeol, Япония) микроскопы для изучения состава и микроструктуры материалов и т.п.

Система менеджмента качества проектирования и производства пропантов с 2003 года сертифицирована на соответствие требованиям спецификации API Spec Q1, на сегодня уже в 9-й версии. Ресертификационные аудиты проводятся аудиторами API каждый год.

Для проверки собственной испытательной лаборатории и независимой оценки свойств третьей стороной образцы пропантов BORPROP ежегодно тестируются в авторитетных независимых лабораториях Stim-Lab (США) или FracTech (Великобритания).

В настоящей статье предпринята попытка ретроспективного обзора эволюции основных свойств пропантов BORPROP с самого начала их выпуска на основе данных испытаний в независимых лабораториях Stim-Lab или FracTech.

В силу различных причин, среди которых

основной является наличие в номенклатуре выпускаемой продукции, определяемой рыночным спросом, на тестирование отправляются образцы пропантов тех фракций, выпуск которых планируется на текущий год. Поэтому максимальное количество испытаний выпало на две фракции: 20/40 и 16/20. Пропанты 20/40 широко применялись в конце 90-х – начале 2000-х годов, фракция 16/20 стала применяться с начала 2000-х и в настоящее время – это наиболее продаваемая и востребованная фракция в России.

Для обзора были выбраны основные свойства пропантов, которые определяют успешность их эксплуатации: насыпная плотность (насыпной вес), прочность, определяемая сопротивлением раздавливанию, а также долговременная проводимость пачки пропантов при различных давлениях. Насыпную плотность и сопротивление раздавливанию пропантов определяли по методике API RP 60 или ISO 13503-2, долговременную проводимость – по ISO 13503-5.

Результаты тестирования и эволюция основных свойств пропантов BORPROP представлены на графиках – рис. 2 (для фракции 20/40) и рис. 3 (для фракции 16/20).

Изменение свойств пропантов BORPROP обеих фракций отражает этапы становления и развития их производства на Боровичском комбинате огнеупоров.

1-й этап: с 1998 по 2000 год – отладка технологии. Характеризуется улучшением всех основных характеристик пропантов. В то время востребованы были пропанты только двух фракций: 16/30 и 20/40. Для пропантов фракции 20/40 в этот период характерно:

- увеличение насыпной плотности с 1,86 до 2,04 г/см³;
- увеличение прочности с кратным сокращением количества разрушенных гранул:
 - при давлении 10 000 psi (68,9 МПа) – с 6,79% до 1,78% (в 3,8 раза);
 - при давлении 15 000 psi (103,2 МПа) – с 14,42 до 7,28% (в 1,98 раза);
- увеличение долговременной проводимости пропантной пачки:
 - при давлении 6000 psi (41,3 МПа) – с 1226 до 2885 миллиардов на фут (в 2,3 раза);
 - при давлении 10 000 psi (68,9 МПа) – с 3369 до 4680 миллиардов на фут (на 39%).

2-й этап: с 2001 по 2006 год – стабилизация технологического процесса с увеличением объемов производства пропантов. Для пропантов обеих фракций в этот период характерно плавное незначительное изменение основных свойств.

- Снижение насыпной плотности с 1,90 до 1,79 г/см³ (на 6%) для пропантов фракции 20/40 и с 1,88 до 1,81 г/см³ (на 4%) для пропантов фракции 16/20.
- Снижение насыпной плотности практически не сказалось на изменении прочности пропантов обеих фракций:
 - для фракции 20/40 при давлении 10 000 psi изменения прочности не наблюдается, а при давлении 15 000 psi количество разрушенных гранул увеличилось на 12%;
 - для фракции 16/20 как при давлении 10 000 psi, так и при давлении 15 000 psi размах колебаний по количеству разрушенных гранул велик и не отражает тренда на ухудшение.
- Столь незначительное снижение насыпной плотности в целом в рассматриваемый период привело к незначительному изменению проводимости обеих фракций пропантов.

3-й этап: с 2007 по 2015 год – поиск технических решений для снижения насыпной плотности пропантов в конкурентной борьбе. С 2007 года на рынке развернулась конкурентная борьба за потребителей между компаниями, также освоившими технологию производства пропантов. Так как технологии были разными,

в целях активной маркетинговой политики использовались различные методы убеждения в преимуществах своего продукта. Так, например, компания «ФОРЭС» заявила, что достигнутая ими сниженная насыпная плотность пропантов позволит потребителям снизить их затраты на расходные материалы для ГРП, и им действительно удалось убедить в этом крупные нефтяные компании, получив надолго самые большие объемы продаж.

Рассмотрим результаты испытаний пропантов BORPROP в этот период.

- Насыпная плотность пропантов снизилась на 7%:
 - для пропантов фракции 20/40 с 1,79 до 1,68 г/см³;
 - для пропантов фракции 16/20 с 1,81 до 1,68 г/см³.
- Показатель сопротивления раздавливанию в этот период изменялся в широких пределах:
 - для фракции 20/40 от 4,5 до 8,9% при давлении 10 000 psi.
 - для фракции 16/20 от 9,1 до 16,6% при давлении 10 000 psi.
- При всех изменениях удалось не допустить такого же резкого ухудшения долговременной проводимости и стабилизировать его в рамках значений предыдущего периода:
 - для фракции 20/40 в пределах 1500–1800 миллиардов на фут при давлении 10 000 psi и в пределах от 3400 до 5000 миллиардов на фут при давлении 6000 psi;
 - для фракции 16/20 в пределах 2900–3000 миллиардов на фут при давлении 10 000 psi и в пределах от 9000 до 10 000 миллиардов на фут при давлении 6000 psi.

Однако сравнение с лучшими результатами по сопротивлению раздавливанию и проводимости, полученными в 2000 году, дает практически двукратное ухудшение проводимости для фракции 20/40, а для фракции 16/20 – снижение на 43% при давлении 6000 psi и на 20% при давлении 10 000 psi. Таким образом, стремление к снижению насыпной плотности привело к снижению основного свойства пропантов – долговременной проводимости.

Дело в том, что свойства пропантов как керамического материала во многом зависят от его вещественного (фазового) состава. Рассмотрим динамику изменения фазового состава пропантов с 2000 по 2015 год. Состав 2000 года, имеющий максимальные прочность и долговременную проводимость, имел оптимальное соотношение кристаллических фаз (40% муллит, корунд 20%) и аморфной стеклофазы (40%). Увеличение содержания муллита с 40 до 52% и появление в составе прочих кристаллических фаз (остаточный

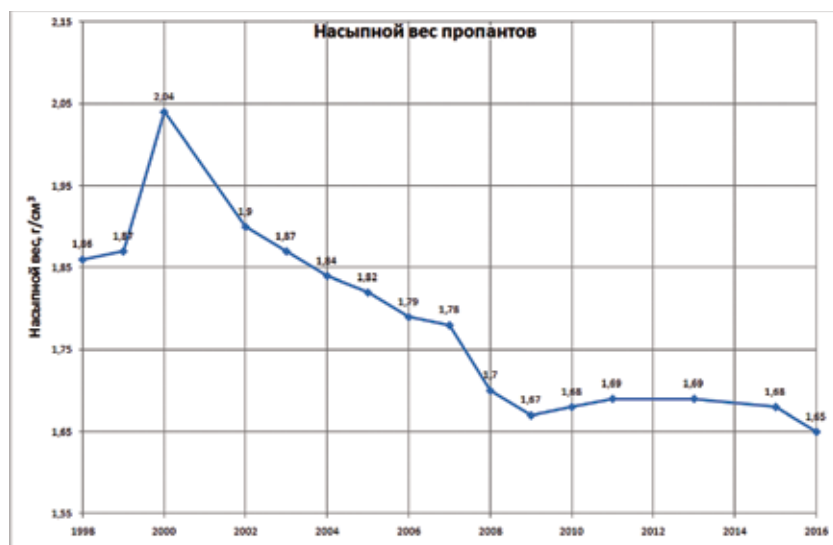


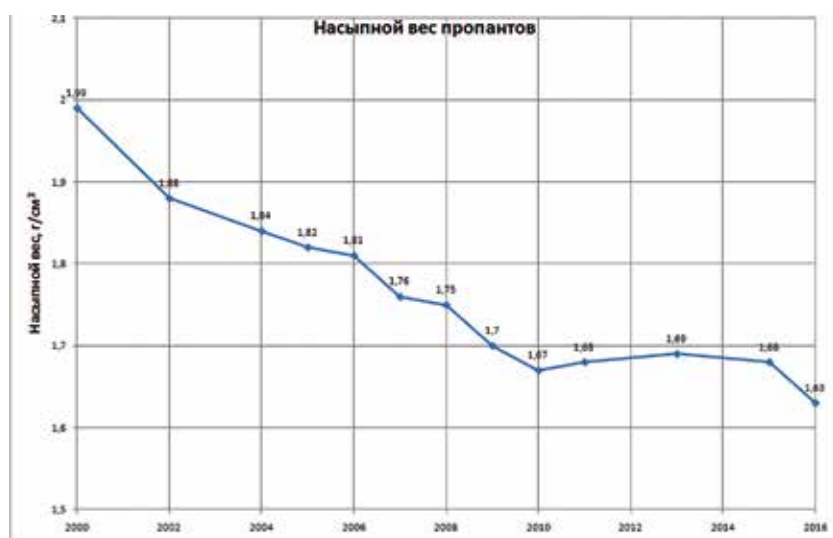
Рисунок 2 – Эволюция основных свойств пропантов BORPROP фракции 20/40 по годам выпуска

кварц, кристобалит, анортит и т.п.) с одновременным снижением корунда с 20 до 12% и стеклофазы с 40 до 32% приводит к созданию напряженной структуры с понижением мгновенной и долговременной прочности пропантов. Корунд увеличивает долговременную прочность пропантов, а стеклофаза – мгновенную, при этом увеличение доли корунда как наиболее плотного материала в этой системе резко повышает насыпную плотность. Стабилизировав состав пропантов в 2015 году (44% муллита, 14% корунда, 2% прочих кристаллических фаз, 40% стеклофазы), получили стабилизацию показателей сопротивления раздавливанию и долговременной проводимости, но на уровне существенно худшем, чем в 2000 году.

В 2017 году были продолжены работы по снижению насыпной плотности пропантов и получены первые успешные результаты. При снижении насыпной плотности до 1,55 г/см³, т.е. до уровня магнезиально-кварцевых пропантов, получена долговременная проводимость алюмосиликатных пропантов при давлении 10 000 psi на 40% выше, чем у магнезиально-кварцевых пропантов.

Итак, погоня за низкой насыпной плотностью алюмосиликатных пропантов, вдогонку за магнезиально-кварцевыми, привела к ухудшению их свойств. Сравнительные испытания и исследования обоих видов пропантов неоднократно проводились в лаборатории исследовательского центра АО «БКО», а результаты исследований были опубликованы [4–8]. Напомним их результаты.

Магнезиально-кварцевые пропанты FOREPROP, выпускаемые компанией «ФОРЭС», имеют более низкую насыпную плотность 1,55–1,70 г/см³ против 1,67–1,74 г/см³ у алюмосиликатных пропантов BORPROP, но при этом показатели сопротивления раздавливанию у них сравнимы. Это и явилось основным аргументом маркетологов компании «ФОРЭС» насчет экономии на пропантах. Действительно, низкая насыпная плотность позволяет заполнить объем трещины меньшим количеством пропантов. Но эффект от применения пропантов не ограничивается прямыми затратами на их закупку, это лишь часть



статьи расходов. Доход нефтяники получают лишь от увеличения притока нефти, который напрямую связан с показателем долговременной проводимости (проницаемости) пачки пропантов. При сравнении свойств алюмосиликатных и магнезиально-кварцевых пропантов следует отметить, что при сравнимых показателях прочности пропантов обоих типов лучшие показатели долговременной проницаемости магнезиально-кварцевых пропантов на треть (34%) ниже, чем у алюмосиликатных пропантов [7]. Причины этого явления установлены и изложены в [7, 8]. С увеличением давления закрытия долговременная проводимость пропантной пачки уменьшается, но при всех уровнях давления, начиная от 2 kpsi и выше, долговременная проводимость алюмосиликатных пропантов выше, чем у магнезиально-кварцевых пропантов, хотя их прочность (сопротивление раздавливанию при давлении 10 kpsi) практически одинакова. При давлении 6 kpsi превышение составляет 1,56 раза, а при давлении 10 kpsi разница увеличивается до 1,8 раза [8]. Снижение проводимости (проницаемости) приводит к снижению притока нефти и накопленной добычи. По расчету [6] экономический эффект при использовании FOREPROP взамен BORPROP на одной скважине получается отрицательным (ущерб) и составит 7,8 млн руб., или \$260 тыс. в год за счет недополученной нефти. Расчет производился для условного ГРП с объемом закачки пропанга 50 т (27,5 м³) и дополнительной добычи нефти после ГРП в количестве 10 т/сутки, который при применении магнезиально-кварцевых пропантов снижался пропорционально снижению их долговременной проводимости.

На основании этих данных сделан вывод, что данные краш-теста, изначально разработанного для оценки качества песков, недостаточны для сравнительной оценки керамических пропантов различной минералогии: алюмосиликатных и магнезиально-кварцевых. Наиболее полно о качестве пропантов дают представления только испытания на долговременную проводимость и проницаемость.

Рисунок 3 – Эволюция основных свойств пропантов BORPROP фракции 16/20 по годам выпуска

ВЫВОДЫ

1. Боровичский комбинат огнеупоров первым в России в 1998 году освоил промышленный выпуск пропантов – необходимого компонента для осуществления и развития технологии ГРП. К настоящему времени он не является лидером по объемам производства, но сохраняет лидерство в области качества. Пропанты 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.
2. Отвечая на сегодняшние потребности рынка в универсальном керамическом пропанте, пригодном для различных условий эксплуатации, АО «БКО» адаптировало свойства пропантов BORPROP по насыпной плотности, сохранив лучшие показатели по долговременной проводимости.
3. Данные по насыпной плотности и краш-теста недостаточны для сравнительной оценки керамических пропантов различной минералогии: алюмосиликатных и магнезиально-кварцевых. Наиболее полно о качестве пропантов дают представления только испытания на долговременную проводимость и проницаемость как при статических, так и при циклических нагрузках.
4. Потребителям пропантов следует учитывать, что показатели тестирования по ISO 13502-2 (APIRP 60) или ГОСТ Р 51761 являются необходимыми, но недостаточными для обоснования при выборе поставщика пропантов. Основой для выбора должны стать результаты испытаний на долговременную проводимость и проницаемость как при статических, так и при циклических нагрузках.
5. Специально подготавливаемые производителями пропантов пробы для ежегодного тестирования в признанных международных испытательных центрах Stim-Lab и Frac-Tech не дают объективной оценки качества производства пропантов данного производителя. Они дают только данные о свойствах конкретной пробы пропантов, подготавливаемой 1 раз в год. Требуется организация надежных испытательных центров пропантов в России.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

АО «БКО» выпускает алюмосиликатные пропанты в соответствии с запросами

своих потребителей и за весь период выпуска с 1998 года накопило научные, производственные и технологические знания и опыт в выпуске всей линейки пропантов различных категорий по насыпной плотности, прочности и проводимости: от «легких» до высокопрочных. Эти знания и опыт в сочетании с расширенными производственными возможностями, при наличии запросов потребителей позволяют в любое время возобновить производство алюмосиликатного керамического высокопрочного пропанта категории HSP для использования в глубоких скважинах с пластовым давлением свыше 10 000 psi. Предлагаемый сегодня пропант HSP производится с помощью специальных покрытий, снижающих разрушаемость пропанта и незначительно увеличивающих его проводимость. Отказ от применения покрытий позволит при снижении себестоимости увеличить проводимость на 30–40%. Точно такое же заявление можно сделать и в отношении «легких» пропантов.

В меняющихся рыночных условиях алюмосиликатные пропанты способны удовлетворять меняющиеся запросы потребителей, оставаясь при этом лучшими по ключевым показателям – долговременной проводимости и проницаемости. ©

ЛИТЕРАТУРА

1. Можжерин В.А. и др. Российские пропанты для гидроразрыва пластов//Нефтяное хозяйство. – 2001. – № 1. – С. 56–58.
2. Можжерин В.А. и др. Пропанты ОАО «БКО»: производство и перспективы//Интервал. – 2007. – № 8. – С. 63–66.
3. Мигаль В.П. и др. Способ производства высокопрочных сферических керамических гранул// Патент РФ 2133716, МПК 6 С 04 В 20/04. ОАО «Боровичский комбинат огнеупоров». № 97119318/03; Заявл. 10.11.97. Оpubл. 27.7.99. Бюл. № 21.
4. Скурихин В.В., Мигаль В.П. Легкие пропанты: эффект реальный и виртуальный//Интервал. – 2007. – № 11. – С. 33–40.
5. Скурихин В.В., Мигаль В.П. Выбор пропанта: критерии отбора//Нефт. х-во. – 2008. – № 1. – С. 90–93.
6. Скурихин В.В., Мигаль В.П. Анализ эффективности применения легких пропантов//Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 8. – С. 76–78.
7. Можжерин А.В., Коржавин А.Ю. Краш-тест или проводимость? Оценка качества алюмосиликатных и магнезиально-кварцевых пропантов//Нефтегазовая вертикаль. – 2016. – № 17. – С. 76–78.
8. Исследования остаточной проводимости алюмосиликатных и магнезиально-кварцевых пропантов при циклических нагрузках/А.В. Можжерин и др.//Бурение и нефть. – 2017. – № 5. – С. 42–45.

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) является одной из наиболее эффективных технологий интенсификации работы как добывающих, так и нагнетательных скважин. ГРП позволяет не только увеличить выработку запасов, находящихся в зоне дренирования скважины, но и приобщить к выработке слабо дренируемые зоны и пропластки и, следовательно, достичь более высокой конечной нефтеотдачи.

Российские нефтегазодобывающие компании являются одними из крупнейших в мире потребителей услуг ГРП как для интенсификации добычи нефти, так и для увеличения нефтеотдачи пластов, с привлечением сервисных компаний – как зарубежных, так и отечественных.

В настоящий момент в связи со снижением стоимости нефти на мировых площадках нефтяные компании ищут способы снижения затрат на добываемую тонну нефти. В том числе за счет новых технологий и оборудования, качества сервиса, принципиально новых материалов, а также за счет импорта замещения.

Суть технологии ГРП заключается в том, что в коллектор вводится вязкая жидкость, называемая жидкостью для гидравлического разрыва, под давлением до 1000 бар при расходе до 10 м³/мин. При таких давлениях и расходах предела прочности породы на разрыв и образуется трещина. Жидкость для гидравлического разрыва поступает в трещины горной породы, увеличивая ее ширину, высоту и длину при расчетной скорости закачки на протяжении всей операции ГРП. Во время обработки в образовавшуюся трещину вместе с жидкостью для гидроразрыва подается керамический высокопрочный или кислотостойкий алюмосиликатный пропант. Это делается для того, чтобы трещина оставалась открытой во время закачки в скважину расчетных материалов, а после остановки закачки жидкости смыкалась в расчетное время. Правильно подобранные параметры и рецептура жидкости ГРП с учетом геологических свойств по нефтегазоводонасыщенному коллектору, с учетом данных по исследованию керна, реологических данных жидкости разрыва и данных по остаточной проводимости – залог успеха операции по гидравлическому разрыву пласта.

Цели применения жидкостей разрыва в основном две: гидравлически раскрыть и расширить трещину, транспортировать и распределять расклинивающий материал в трещине.

Разработка – внедрение – применение принципиально новых инкапсулированных деструкторов для жидкостей гидроразрыва пласта

Development – Implementation – Application of Totally New Encapsulated Breakers for Hydraulic Fracturing Fluids

Инженерная группа компании ООО «ТД «ЭКОНО-ТЕХ»

Engineering department at «TD ECONO-TECH» LLC

Hydraulic fracturing (HF) is one of the most effective technologies for enhancing productivity of both production and injection wells. HF increases oil reserves recovery in well drainage area and puts poorly drained zones and layers into production thus increasing oil recovery factor.

Russian oil and gas production companies are the world's largest clients for HF service for increasing production and oil recovery with the involvement of service companies – both Russian and foreign.

At present time, due to a drop in oil prices worldwide, oil companies search for ways to reduce costs for one ton of produced oil by means of new technologies and equipment, service quality, totally new materials and import substitution.

The main point of HF technology is described below: viscous fluid, also called fracturing fluid, is pumped into the reservoir at pressure up to 1000 bars and flow rate up to 10 m³/min. Under such pressure and flow rate, rock breaking stress is exceeded, that leads to development of the fracture. Fracturing fluid is pumped into the fractures

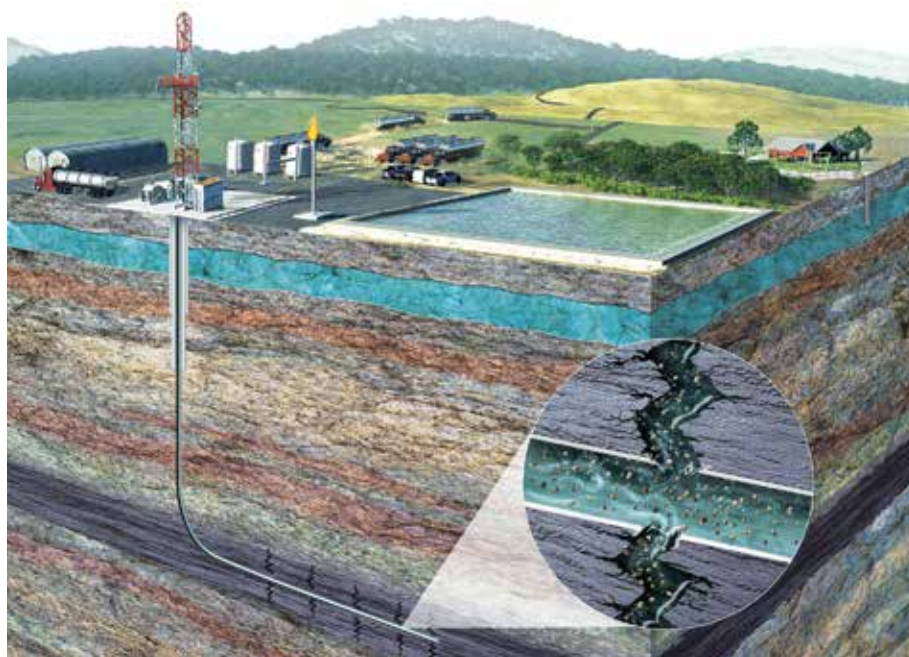


Рисунок 1 – Процесс гидроразрыва
Figure 1 – Hydraulic fracturing process

Существует ряд желательных характеристик для большинства жидкостей разрыва:

- Низкие потери (утечки) жидкости, чтобы установить желаемое простираие (распространение) трещины с помощью минимальных объемов жидкости.
- Достаточно эффективная вязкость для создания необходимой ширины и высоты трещины для транспортировки и распределения расклинивающего материала по трещине.
- Снижение трения (гидропотерь) в трещине, НКТ и перфорации.
- Хорошая температурная стабильность в пласте, подвергающемся обработке.
- Хорошая стабильность по сдвигу (статическое и динамическое напряжение сдвига).
- Минимальный эффект загрязнения проницаемости пласта.
- Минимальный закупоривающий эффект для проводимости трещины.
- Хорошие характеристики по разрушению жидкости после обработки (постобработочные характеристики).
- Хорошие данные по очистке (удалению) и обратному оттоку из пласта.
- Низкая стоимость.

В настоящее время более 90% операций ГРП в России делается на водной основе, главным преимуществом которой является безопасность и простота приготовления, в отличие от систем на нефтяной основе. Но главным ее недостатком является ее негативное влияние на коллекторские свойства пласта и тем самым снижение эффективности обработки скважины. Поэтому одной из важных характеристик жидкости разрыва является способность перевода с высокой вязкости на низкую при нахождении ее в пласте. Снижение вязкости необходимо для того, чтобы отработанная жидкость легко удалялась из пласта. Наличие высоковязких жидкостей в трещине или в пласте вблизи трещины может значительно снизить эффективность обработки. Вязкость жидкости гидроразрыва обыкновенно снижается при тепловом разложении в высокотемпературных скважинах или при управляемом разложении путем использования таких разлагающих агентов, как различные типы ферментов, окислителей или слабые кислоты. **Управляемое** разрушение жидкости ГРП является существенной характеристикой для поддержания вязкости во время закачки и распада геля после обработки.

Брейкер (деструктор) является добавкой, которая дает возможность вязкой жидкости гидроразрыва разлагаться контролируемо в маловязкую жидкость, которая может быть обратно извлечена из пласта.

Используемые в настоящее время брейкерные системы включают энзимы и каталитически окисленные системы для низкотемпературного применения от 5 до 60 °C. Обычные окисленные брейкерные системы используются при температурах в пределах от 50 до 93 °C, и замедленные активированные окисленные системы

in the rock expanding its width, height and length at pre-calculated injection rate during the whole HF process. During HF, ceramic high-tensile or acid-resistant aluminosilicate proppant is pumped into the developed fracture along with fracturing fluid. This is designed for keeping the fracture open during injection of all required materials into the well and closing the fracture at pre-calculated time after injection stop. Correctly determined parameters and composition of fracturing fluid, taking into account geology of oil, water and gas saturated reservoir, core analysis data, fracturing fluid rheology data and retained conductivity data – that is the key to success in hydraulic fracturing.

Basically there are two main purposes of application of fracturing fluids: open up and expand the fracture, deliver and distribute propping agent in the fracture.

There are some desirable characteristics for majority of fracturing fluids:

- Low fluid loss - in order to properly expand fracture with minimum fluid volume.
- Sufficient effective viscosity – for creation of required fraction width and height for delivering and distributing propping agent in the fracture.
- Friction reduction in the fracture, tubing and perforation holes.
- Good temperature stability in the reservoir.
- Good shear stability (static and dynamic shear stress).
- Minimum effect of reservoir contamination.
- Minimum clogging effect for fracture conductivity.
- Good characteristics for fluid breaking after treatment (post-treatment characteristics).
- Representative data for cleanout and reverse flow from the formation.
- Low cost.

At present time, more than 90% of HF operations are performed using water-based fluids. The main advantage of these fluids is the safety and simplicity of preparation as compared to oil-based fluids. Still, main disadvantage is the negative effect on reservoir porosity and permeability that can reduce the effectiveness of well treatment. That is why one of the most important characteristics of fracturing fluid is the ability to shift from high viscosity to low viscosity while the fluid is in the reservoir. Lowering viscosity is required in order to easily remove used fluid from the reservoir. The presence of high-viscosity fluids in the fracture or in the reservoir area around the fracture can reduce the effectiveness of well treatment. Usually, fracturing fluid viscosity decreases during thermal breakdown in high-temperature wells or during controlled decomposition using such decomposition agents as different types of ferments, oxidants and soft acids.

Controlled decomposition is an important characteristic for maintaining viscosity during processes of treatment and viscosity breakdown.

Breaker is the additive that makes fracturing fluid break under control into low-viscosity fluid that can be returned from the reservoir.

Breaker systems that are applied nowadays include enzymes and catalytically oxidated systems for low-temperature application from 5°C to 60°C. Conventional oxidated breaker systems are used at temperatures within the range from 50°C to 93°C, delayed oxidated breaker

применимы при температурах от 80 до 120 °С. Слабые органические кислоты иногда применяются в качестве брейкеров при температурах свыше 93 °С. Все эти брейкерные системы используются для разложения полимеров в гелях гидроразрыва на водной основе.

Однако следует принимать во внимание, что дизайны гидроразрыва пласта не только на разных месторождениях, но даже на соседних скважинах могут сильно отличаться в зависимости от пластовой температуры, давления, объема закачки, требуемой вязкости и т.д. Поэтому в зависимости от этих параметров подбирается оптимальная рецептура жидкости ГРП, в которой конечным параметром является полное ее разложение до воды. В одном случае полного разложения достаточно за 10–15 минут, а в другом – нескольких часов. Следует учитывать еще и температуру на скорость разложения. Одним из простейших методов контроля разложения вязкой жидкости ГРП является варьирование концентраций деструкторов, изменение pH, использование стабилизаторов, а также иногда и увеличение загрузки полимера и, соответственно, низкая экономическая эффективность. Но основная проблема, возникающая при использовании активных деструкторов, состоит в том, чтобы ввести его достаточное количество для очистки пропантной пачки без нарушения реологии жидкости во время операции ГРП. Во время таких операций концентрация полимера в пропантной пачке вырастает в несколько раз по сравнению с концентрацией в жидкости ГРП вследствие фильтрации жидкости в породу. **Данный параметр часто не учитывается многими сервисными компаниями, которые ориентируются только на реологические результаты исследований.**

Наилучшим контролем работы активных деструкторов является их микрокапсулирование, т.е. нанесение специальной оболочки, позволяющей высвободиться основному веществу через определенное время и заданную температуру.

Буквально 3–4 года назад на российском нефтесервисном рынке было множество видов инкапсулированных деструкторов, однако производство их было ориентировано в первую очередь под условия США. Поэтому многие сервисные компании, работающие в России, столкнулись с такой проблемой, как недостаточный выбор типов инкапсулированных деструкторов, в зависимости от условий их использования: пластовые температуры, типы жидкостей ГРП, источников воды и т.д. В свою очередь, иностранным производителям инкапсулированных деструкторов было очень трудно, а иногда и невозможно перестраивать производство под того или иного заказчика.

Данная проблема уже не раз обсуждалась между сервисными компаниями и одним из крупнейших российских производителей реагентов – компанией ООО «ТД «ЭКОНО-

systems are used at temperatures within the range from 80°C to 120°C. In some cases soft organic acids are used as breakers at temperatures above 93°C. All these breaker systems are used for polymer decomposition in water-based fracturing gels.

However it should be noted that hydraulic fracturing designs may differ drastically at different fields and even at closely located wells depending on reservoir temperature, pressure, injection volume, required viscosity, etc. That is why the optimum composition of fracturing fluid is selected according to these parameters. The crucial final parameter is a full decomposition into water. In some case, 10–15 minutes is a sufficient time period for a full decomposition, in other case, it may take up to several hours. The influence of temperature on decomposition rate is also should be considered. One of the simplest methods of control of viscous HF fluid decomposition is changing the breaker concentration, adjusting pH, using stabilizers, increasing polymer injection that can reduce economic efficiency. But the main problem of using active breakers is the need to inject the sufficient volume of breaker for proppant cleanout without changing fluid rheology during HF. During these operations polymer concentration in proppant increases by several times as compared to concentration in HF fluid after fluid is filtrated in the rock. **Often, many service companies do not consider this parameter and follow rheology test results only.**

Microencapsulation is used for better control of active breaker; microencapsulation is a process in which active substances are coated by special capsules that release active substances only after a determined time at pre-determined temperature.

3–4 years ago there were many types of encapsulated breakers in Russian oil service market, but manufacturing of these breakers was designed mainly for USA conditions.



Лабораторные исследования показали низкую остаточную проводимость пропантной пачки при создании фильтрационной корки из-за недостаточного количества деструктора, рассчитанного только на основании реологических исследований

Laboratory tests showed low retained conductivity of the proppant slug, development of filter cake due to the insufficient volume of breaker that was calculated according to rheology tests only

ТЕХ» (далее – ЭКОНО-ТЕХ). Поэтому три года назад руководством компании было решено разработать и запустить первое и пока единственное в России собственное производство по микрокапсулированию различных видов деструкторов для жидкостей гидроразрыва пласта. Конечно, исследования в данной области начались намного ранее, были рассмотрены различные виды оболочек, типы покрытий, методы нанесения и сам процесс высвобождения активного вещества. Для реализации данного проекта компанией было вложено немалое количество ресурсов как материальных, так и научно-технических. В данный проект были вовлечены крупнейшие российские институты, Российский государственный институт нефти и газа и другие научно-исследовательские лаборатории.

В 2007 году была создана своя собственная научно-исследовательская лаборатория в Нижневартовске, основными направлениями которой были:

1. Реологические исследования жидкостей ГРП (Brookfield PVS, OFITE 800 / 900);
2. Исследования базовой и остаточной проводимости пропантной упаковки на 2-х ячейках одновременно (ПИК-API RP-61, Новосибирск);
3. Исследования фазовой проницаемости по керну;
4. Разработка, оптимизация и внедрение различных видов покрытий и микрокапсулирования;
5. Аналитические исследования (спектрофотометрия, кондуктометрия).

Главной задачей компании было выработать процесс создания производства различных типов деструкторов под широкий диапазон применения в зависимости от требований заказчика, а именно:

- выявление проблемы и пути решения;
- определение научной концепции и технико-экономическое обоснование;
- исследование процессов в условиях лаборатории;
- промышленные испытания.

В результате проделанной работы были разработаны и внедрены в производство различные типы инкапсулированных деструкторов. Первой задачей было научиться наносить покрытия на различные типы активных веществ: различные виды окислителей, кислот, а также ферментные деструкторы. Второй задачей было

контролировать время высвобождения активного вещества в зависимости от температуры и времени высвобождения, а итогом работы – достичь максимально качественного и экономически эффективного продукта, который бы смог покрыть

That is why many service companies in Russia faced the problem of the insufficient variety of types of the encapsulated breakers for different conditions: reservoir temperatures, HF fluids types, water sources, etc. As for foreign manufacturers of encapsulated breakers, it was difficult for them to reorganize manufacture for a particular customer.

This problem has often been discussed by service companies and one of the largest Russian manufacturers of chemicals – «TD ECONO-TECH» LLC (further on: ECONO-TECH). That is why three years ago, company top management team decided to develop and put into operation the first and the only one in Russia manufacture plant for microencapsulation of different types of breakers for hydraulic fracturing fluids. It is evident that research in this field of study was started long before that. Analyzed were different types of shells and coatings, methods of application of coatings and the process of releasing the active substance. Great amount of resources both material and scientific was invested in the implementation of this project. The largest Russian institutes and other scientific-research laboratories were involved in this project.

In 2007 scientific-research laboratory owned by ECONO-TECH was established in Nizhnevartovsk. The main activity areas included:

1. Rheology analysis of Fracturing fluids (Brookfield PVS, OFITE 800/900)
2. Short-term and retained conductivity analysis of the proppant pack on 2 cells simultaneously (PIK-API RP-61, Novosibirsk)
3. Analysis of phase core permeability
4. Development, optimization and implementation of different types of coatings and microencapsulation
5. Analytic research (spectrophotometry, conductometry)

The main task of the company was to develop the process

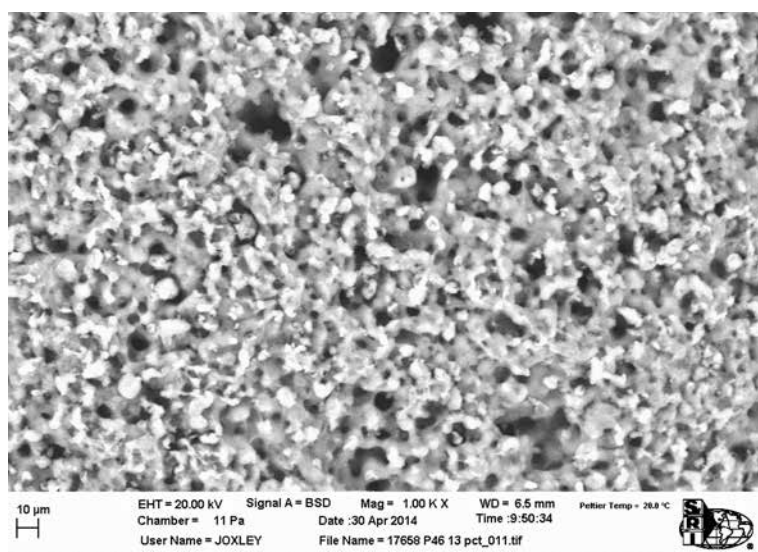
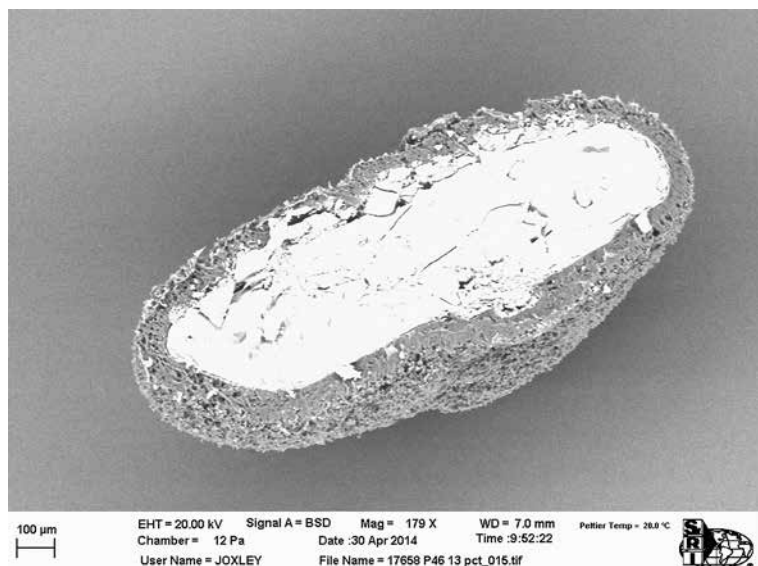


**Научно-исследовательская лаборатория
ООО «ТД «ЭКОНО-ТЕХ»**

Scientific-research laboratory, «TD EKONO-TEKH» LLC

of manufacturing different types of breakers for a wide range of application according to customer requirements. The process included:

- Identification of problem and finding solution
- Definition of scientific theory and feasibility study



Разрезанный пополам капсулированный деструктор и его оболочка – вид под микроскопом

Encapsulated breaker cut in two and its coating – microscope view

широкий спектр применимости.

Использование инновационного нового подхода к способу нанесения многослойного покрытия (микрокапсулирования) позволило разработать огромный выбор конечного продукта в зависимости пластовых условий.

Основные преимущества данного типа микрокапсулирования:

- низкая себестоимость конечного продукта;
- не подвергается термическому разложению как при отрицательной, так и при высоких температурах хранения;
- эластичное покрытие не подвергается диффузии во время прохождения через НКТ и перфорации, что предотвращает раннее высвобождение активного вещества;
- влагоустойчивость;
- экологически чистое;
- длительное время хранения конечного продукта.

Согласно лабораторным испытаниям на

- Laboratory tests
- Production tests

As a result, different types of encapsulated breakers were developed and implemented. The first task was to learn how to apply coatings on different types of active substances: different types of oxidizers, acids and ferment breakers. The second task was to control time of release of active substance depending on temperature and time of release. The final purpose of the work was to develop high quality and economically feasible product that would cover a wide range of applicability.

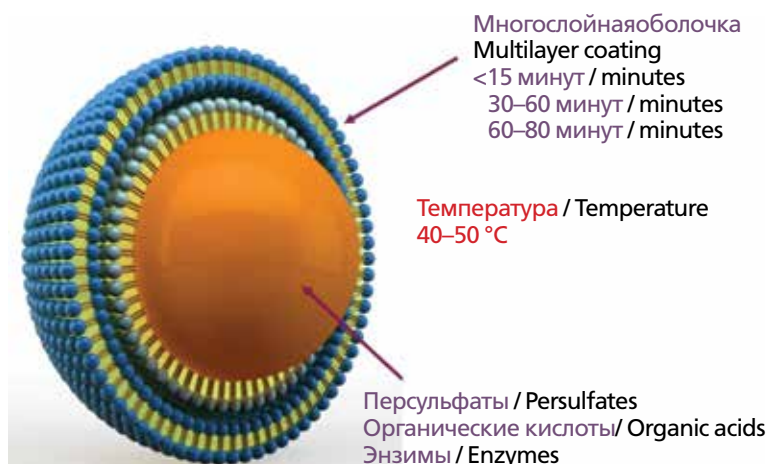
Introduction of the innovation method of applying multilayer coating (microencapsulation) helped to develop a wide selection of the final product depending on reservoir conditions.

The main advantages of this type of microencapsulation:

- Low prime cost of the final product
- No thermal breaking at both high and subzero storage temperatures
- Elastic coating is not affected by diffusion when flowing through tubing and perforation holes, that prevents early release of the active substance
- Moisture resistance
- Pollution-free
- Long storage time of the final product

According to laboratory tests for retained conductivity of the proppant slug, application of breaker with this type of coating resulted in the maximum retained conductivity, more than 80%, that increases the effectiveness of well treatment by several times.

It is acceptable to use combined breaker systems with simultaneous injection of encapsulated enzyme, persulfate and peroxide breakers. Engineers select the type of coating and the type of breaker on the basis of the following data: reservoir geology, reservoir temperature, volume and time of HF fluid injection, planned length and width of the fracture,



Классификация деструкторов в зависимости от условий и типа активного вещества **Classification of breakers depending on conditions and the type of active substance**

остаточную проводимость пропантной пачки, использование деструкторов с данным покрытием позволило достичь максимальной остаточной проницаемости, более 80%, что, в свою очередь, увеличивает эффективность обработки скважины в несколько раз.

Зачастую допускается использование комбинированных брейкерных систем с одновременной закачкой капсулированных энзимных, персульфатных и пероксидных деструкторов. Основываясь на геологических параметрах коллектора, температуре пласта, объеме и времени закачки жидкости ГРП, планируемой длине и ширине трещины, геофизических данных графиков охлаждения и восстановления температуры, инженеры подбирают тип покрытий и тип деструкторов, которые выполняют поставленные задачи по правильной временной деструктуризации геля с достижением максимально чистой трещины после его полного распада.

Уже в 2015 году были получены первые пробные партии капсулированного деструктора, который успешно прошел как лабораторные, так и промышленные испытания. В 2016 году запущены основные мощности, что позволяет производить 2000 кг готовой продукции в сутки.

Оборудование не имеет аналогов в России и разработано инженерами компании ЭКОНО-ТЕХ совместно с группой российских промышленных предприятий:

- о сертифицировано согласно требованиям РФ;
- о унифицировано и адаптировано к суровым климатическим условиям;
- о легкость в обслуживании, ремонте и эксплуатации (2 человека);
- о возможность использования различных видов покрытий и покрываемого вещества;
- о возможность отбора образца продукции для входящего контроля, не останавливая производство;
- о индивидуальная герметичная упаковка продукции, исключающая фальсификацию.

Непосредственно перед завершением процесса, но без остановки процесса капсулирования отбирается образец и проходит трехступенчатый контроль качества:

1. Ситовый анализ частиц.
2. Высвобождение активного вещества спектрофотометрическим или кондуктометрическим методом.
3. Реологическая устойчивость при заданной температуре и концентрации.

В случае неудовлетворительных результатов процесс инкапсуляции продолжается.

На данный момент произведено и реализовано более 500 тонн инкапсулированных деструкторов крупнейшим сервисным компаниям в России, таким как ОАО «Сургутнефтегаз», ЗАО «СП «МеКаМиннефть», ООО «КАТойл-Дриллинг»,

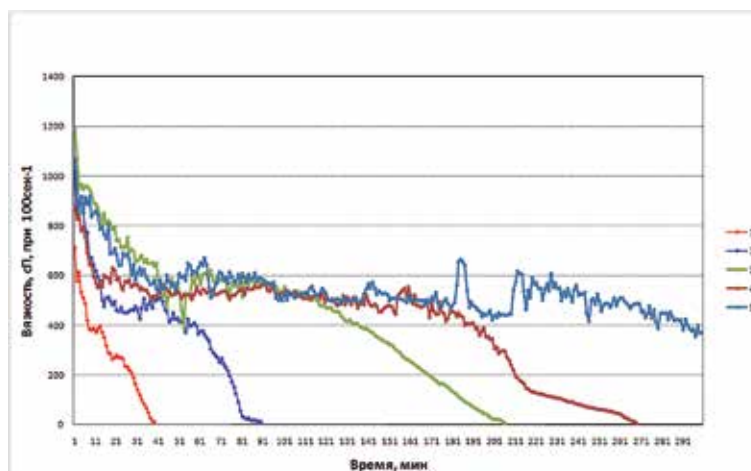
geophysical data from plots of cooling and temperature recovery. Breakers must complete all assigned tasks for correct time-constrained breaking of gel with clean fracture after gel is fully broken.

The first pilot sets of the encapsulated breaker were manufactured in 2015 after successful laboratory and production tests. In 2016 main facilities were launched, so that now production rate is 2000 kg of the final product per day.

The equipment is unique for Russia; it was developed by ECONO-TECH engineers together with Russian production plants:

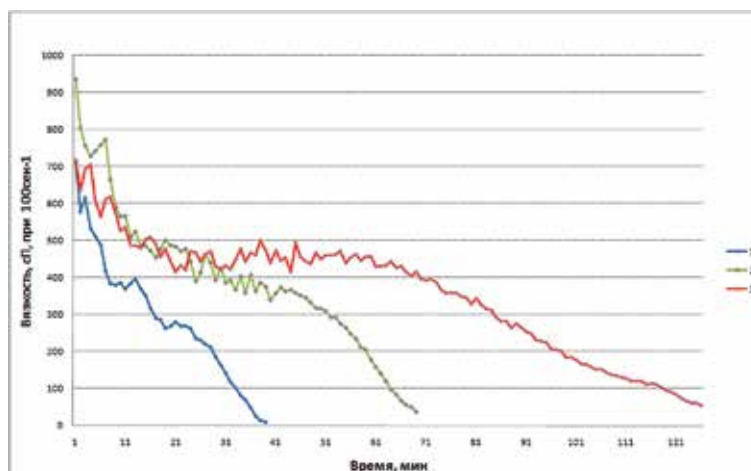
- о Certificated according to Russian requirements
- о Unitized and adapted to harsh climate conditions
- о Easy to handle, repair and operate (2 men)
- о Ability to use different types of coatings and coated substances
- о Ability to take a sample for the incoming control without the need to stop the equipment
- о Unique sealed package

The sample is taken prior to the end of the process



Деструкции геля с различной толщиной покрытия персульфата @ 85 °C

Breaking of gel with different width of persulfate coating @ 85 °C



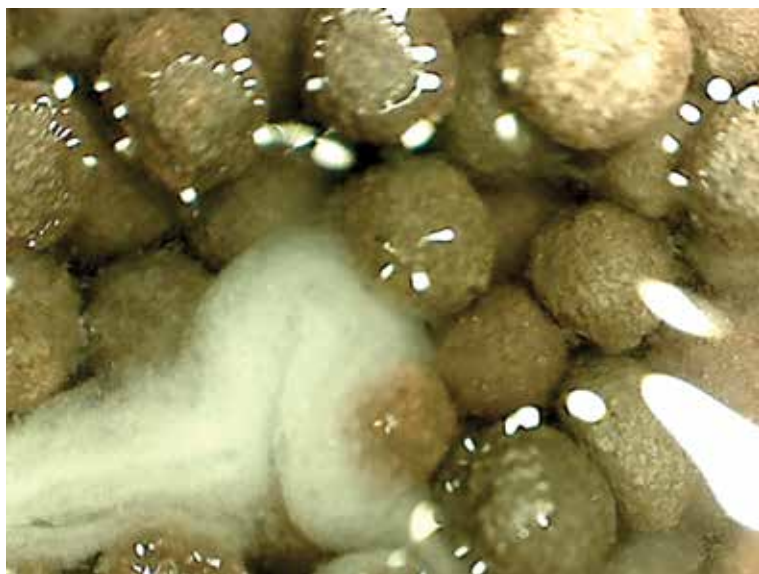
Деструкции геля с различной толщиной покрытия персульфата @ 60 °C

Breaking of gel with different width of persulfate coating @ 60 °C



Пропантная пачка после обработки деструктором «Эконо-Тех» (82%-я остаточная проводимость)

Proppant slug after treatment with breaker ECONO-TECH (82% retained conductivity)



Пропантная пачка после обработки стандартным деструктором (34%-я остаточная проводимость)

Proppant slug after treatment with standard breaker (34% retained conductivity)

ООО «РН-ГРП», Weatherford International Ltd и др. Помимо этого, был разработан и уже заключен контракт на поставку индивидуального деструктора под условия сланцевых месторождений (США), где выбор типа деструктора играет огромную роль ввиду низкопроницаемого коллектора для условий месторождения Wolfcamp в Пермском сланцевом бассейне в Техасе.

Инженеры компании ЭКОНО-ТЕХ систематически совершенствуют алгоритм покрытия деструкторов для получения их с заданными характеристиками, что позволяет им оптимизировать процесс ГРП для различных температурных режимов пласта и времени закачки. Благодаря ценности такого подхода в настоящее время окислительные разрушители, входящие в состав полимерных систем, широко и

without the need to stop the encapsulation. Then the sample is analyzed through 3-stage-control:

1. Sieve test
2. Release of the active substance with spectrophotometric or conductometric method
3. Rheology stability at pre-determined temperature and concentration

In case of unsuccessful results, the encapsulation is continued.

At present time, ECONO-TECH manufactured and sold more than 500 tons of encapsulated breakers to the largest service companies in Russia, such as: OAO Surgutneftegaz, ZAO SP MeKaMineft, **Katoil-Drilling LLC**, RN-GRP LLC, **Weatherford International Ltd** and others. Apart from that, ECONO-TECH developed and concluded a contract for delivery of special breaker for shale fields



**Упаковка продукции
Production package**



Фото промышленного инкапсулированного персульфата аммония под микроскопом
Photo of commercial encapsulated ammonium persulfate, microscope view

повсеместно применяют для улучшения очистки пропантной пачки и повышения продуктивности коллектора.

В данное время специалистами компании ведутся разработки по инкапсуляции различных видов ингибиторов солеотложения для жидкостей гидроразрыва пласта, а также акселераторов и замедлителей в области ограничения водопритока в случае экстремально низких или высоких температур. ©

conditions (USA) where selection of the type of the breaker is very important because of low-permeability reservoir for conditions of Wolfcamp field in Perm shale basin in Texas.

ECONO-TECH engineers regularly improve the procedure of breaker coating in order to obtain target characteristics that help optimize HF process for different temperature modes and injection periods. Due to this approach, oxidation breakers as part of polymer systems are widely used for improving the cleanout process of the proppant slug and enhancing reservoir productivity.

At present time company's specialists develop the process of encapsulation of different types of scaling inhibitors for fracturing fluids, acceleration or delay agents for water inflow isolation in case of extremely high or low temperature. ©

ИНФОРМАЦИЯ О КОМПАНИИ

ООО «Торговый дом «ЭКОНО-ТЕХ» является одним из крупнейших в России производителей химических реагентов для повышения нефтеотдачи пласта и имеет многолетний опыт сотрудничества с нефтегазодобывающими компаниями, с которыми заключены долгосрочные контракты в области разработки, внедрения и промышленного применения химреагентов, а также поставки материалов для производства ГРП, ГНКТ, РИР, ограничения водопритока, выравнивания профиля приемистости и обработки призабойной зоны пласта.

Наша продукция используется для нефтегазодобывающих предприятий ОАО «Сургутнефтегаз», ОАО «Сахалиннефтегаз», ОАО «Газпром нефть», ОАО «НК «Роснефть». Опыт сервисных компаний и их потребности в новых материалах и разработках позволяет нам быстро реагировать на новые требования и технологии.

В настоящее время предприятие проводит интенсивную локализацию производства химических реагентов для ГРП на территории РФ, что, в свою очередь, дает эффективную экономическую стратегию и гибкость по сравнению с иностранными производителями.

Данная продукция полностью сертифицирована по международным стандартам и стандартам РФ, а также одобрена к применению ФС по экологическому, технологическому и атомному надзору.

Квалифицированными специалистами ООО «ТД «ЭКОНО-ТЕХ» могут быть проведены необходимые работы по подбору оптимальных рецептур с целью получения максимальных показателей производительности скважин.

INFORMATION ABOUT THE COMPANY

«Trade house ECONO-TECH» LLC is one of the Russia's largest manufacturer of chemicals for enhanced oil recovery operations. The company has many years of experience of cooperation with oil and gas production companies. ECONO-TECH concluded long-term contracts with these companies in the field of development, introduction and application of chemical agents and delivery of materials for HF, coiled tubing and cementing operations, water inflow isolation, straightening the injectivity profile and bottomhole area treatment.

Our products are used for oil and gas production companies: OAO Surgutneftegaz, OAO Sakhalinneftegaz, OAO Gazprom нефть, OAO Rosneft. The experience of service companies and demand for new materials and developments helps us quickly react to new requirements and technologies.

At present time, the company locates its production plants for HF chemicals in Russia, thus providing effective economic strategy and flexibility as compared to foreign manufacturers.

These products are fully certificated according to international and Russian standards. It is also approved by Federal Service for ecological, technological and atomic supervision.

Qualified specialists of «TD ECONO-TECH» LLC can carry out selection of the optimum compositions in order to achieve the highest well productivity.



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

Чудо всегда рядом

Я часто долго не мог уснуть, думая, как сделать более эффективной добычу нефти и газа без серьезных капитальных затрат, пока однажды вдруг не вспомнил классическую кинокартину «Новые времена» с Чарли Чаплином в гласной роли. В этом талантливом фильме наглядно показано, как сборка автомобилей стала производиться с помощью конвейера, что помогло Форду в разы повысить производительность труда и завоевать авторынок повсеместно во всем мире. Конвейер и стал тем чудом, которое позволило ему стать миллиардером.

Считается, что организация производства и технический прогресс базируются на разных принципах и идут параллельно. Но кинематографический пример показывает, что в первую очередь нужно хорошо организовать производство с использованием уже известных открытий и изобретений. Построить что-то новое вряд ли получится, если не использовать уже известные приемы. Повторю еще раз: главное в организации производства – использование уже наработанной практики, а потом уже применение сногшибательных инновационных решений.

Перейдем к нашим делам – добыче нефти и газа. Мы часто идем на значительные финансовые и временные затраты, чтобы хоть чуточку повысить дебит скважин, при этом забывая, что «ларчик просто открывался». Известно, что суточный дебит скважины зависит прежде всего от двух величин – пластового и забойного давления. Однако высокое пластовое или забойное давление – еще не залог большого дебита и возросшей производительности скважины. Между величинами этих давлений имеется некоторое противоречие, которое горный инженер должен учитывать в своих окончательных расчетах. Нам, специалистам, известно, что в затрубном пространстве любой скважины формируется забойное давление при каком-то пластовом давлении. В зависимости от способа эксплуатации скважины забойное давление может быть

При большом забойном давлении жидкость из пласта больше отжимается вниз по скважине, уменьшая местоположение динамического уровня жидкости в скважине, и наоборот. Значит, если в допустимых пределах чуть-чуть уменьшить забойное давление, то уровень жидкости поднимется выше и этим самым создаст предпосылки для увеличения притока пластовой жидкости или газа в скважину.

большим или меньшим. При большом забойном давлении жидкость из пласта больше отжимается вниз по скважине, уменьшая местоположение динамического уровня жидкости в скважине, и наоборот. Значит, если в допустимых пределах чуть-чуть уменьшить забойное давление, то уровень жидкости поднимется выше и этим самым создаст предпосылки для увеличения притока пластовой жидкости или газа в скважину. Вот это состояние скважины я, образно говоря, называю чудом, потому что оно позволяет без значительных денежных затрат и не меняя наружную и подземную инсталляции скважины, повысить ее производительность. Особо хочу отметить, что уменьшение забойного давления в небольших пределах не должно быть причиной,

осложняющей эксплуатацию скважины, это как у врачей – бег трусцой не должен нарушить ритм сердца. Слава богу, здесь все как у людей.

После «перезагрузки» давления в скважинах, естественно, необходимо подумать о вторичном использовании сэкономленного газа. Здесь, конечно, могут возникнуть различные варианты, но все они будут осуществляться с помощью исключительно фонтано-газлифтной арматуры, устанавливаемой на устье скважины. Указанная арматура

будет выполнять функцию диспетчера вплоть до накопления лишнего, сэкономленного газа в одном из множества отсеков между трубами. Здесь могут быть известны следующие варианты: избыток газа может быть направлен в соседнюю скважину, добывающую тяжелую нефть для насыщения дегазированной нефти газом с целью ее оживления; избыток газа может также складироваться в резиновых камерах легковых автомашин или других автомобилей подобного типа. Но ни в коем случае нельзя избыток сэкономленного выпускать в атмосферу; резиновые камеры с газом должны находиться в помещениях с хорошей проветриваемостью.

Сухая промывка скважин

«Мы часто ищем сложности вещей, где истина лежит совсем простая...»

Вспомнив эти поэтические строки известного в прошлом советского поэта Степана Щипачева, я понял, что все необычное действительно скрывается в обычном. Ведь до сих пор не создана технология избавления от назойливого действия «пловуна», о котором много раз писали в различных отраслевых журналах нефтяной периодики! Этот самый «пловун» появляется в результате «мокрой» промывки

скважины с применением большого количества технологической жидкости с различными добавками: ПАВ, загустителей, ингибиторов коррозии и еще многих других веществ. Короче говоря, «пловун»

является мутантом, в котором намешано множество различных «кровей». Вот он и ведет себя, как пришелец с далекой планеты. Однако ясно одно: не было бы жидкой среды в скважине, «пловун» вряд ли появился бы. Значит, надо сделать так, чтобы в процессе промывки нефтяной скважины он не был бы в жидкой среде.

Как вы уже догадались, уважаемые коллеги, я считаю, что привычную технологию «мокрой» промывки скважины следует заменить на «сухую» промывку. Технология эта очень простая и выгодная. В качестве главного агента могут быть использованы различные теплоносители: пар и его аналоги с добавками или присадками – вплоть до применения углеводородов в любом виде.

В качестве главного агента могут быть использованы различные теплоносители: пар и его аналоги с добавками или присадками – вплоть до применения углеводородов в любом виде.

Месторождения-побратимы

И надо было такому случиться, что в Прикарпатской зоне, именно в пограничной полосе, на линии, разделяющей Украину и Польшу, глубоко под землей Бог спрятал залежи нефти и газа! На основании двусторонних соглашений право присвоить имя этому месторождению должно было принадлежать той стороне, которая первой пробурит скважину глубиной около четырех километров. Польские коллеги поспешили воспользоваться этим правом и первыми пробурили скважину, назвав месторождение Любачевским, что приблизительно можно перевести как «Любимое». Украинские коллеги, не желая оставаться побежденными, буквально по пятам следуя за победителем, пробурили в Прикарпатской зоне шестикилометровую скважину, и месторождение, в свою очередь, назвали Кохановским. Это слово тоже близко по смыслу к «Любимое».

Специалисты создали сухие кислоты, которые, попадая в пластовую систему, растворяют глинистые составляющие в нефтегазовом коллекторе, в значительной степени понижающие нефтегазоотдачу пластов.

Но у этого условного, если так можно выразиться, «состязания» есть продолжение, потому что, пробуриив первыми сверхглубокую скважину, польские коллеги долгое время не могли «выдавить» из нее углеводороды. Поэтому обратились к соседям, которые за короткое время смогли освоить свою шестикилометровую скважину на Кохановском месторождении и ввести ее в строй действующих. Так получилось потому, что украинские специалисты к тому времени создали сухие кислоты, которые, попадая в пластовую систему, растворяют глинистые составляющие в нефтегазовом коллекторе, в значительной степени понижающие нефтегазоотдачу пластов. Специалисты знают негативные влияния глинистых включений в составе песчаника, создающие, образно говоря, затвор, который ухудшает процесс фильтрации углеводородов в пластовой системе.

И еще польские коллеги, придавая большое внимание ГРП, часто обращались к этому продуктивному способу повышения нефтеотдачи, потому что в то время еще не было доказано научными исследованиями, что глина ведет себя с пластовой системой подобно упругому телу, словно резина, в толще которой невозможно создать трещину, поскольку «резина» тут же ее сомкнет за счет влияния упругих сил, которыми она насыщена. Известно, что резина не позволяет растягивать и сжимать ее и всегда возвращается в свое первоначальное положение (таков природный характер упругих тел и веществ). По этой же причине ГРП на месторождениях Туркменистана приносит успех лишь в редких случаях и, как правило, в комплексе с кислотным воздействием. Таким же образом поступили на Кохановском месторождении, отчего за короткое время добились положительных результатов.

Теперь Кохановское и Любачевское месторождения нефти и газа специалисты ласково называют побратимами или близнецами.

Хочется объективности ради отметить еще, что польские коллеги впервые ознакомили украинских специалистов с американской колтюбинговой техникой. Украинские специалисты остались в долгу и ознакомили польских коллег с технологиями применения различных кислот в неактивной форме (то есть сухих, в виде порошков)

в процессе вызова притока флюидов после бурения, в том числе и на Любачевской четырехкилометровой скважине, и на Кохановском месторождении. Эти сухие кислоты были разработаны и запатентованы автором этих строк и внедрены в промышленность в различных нефтедобывающих странах Европы и Азии. ☉

НЕФТЕПРОМЫСЛОВАЯ ХИМИЯ

IV Международная (XII Всероссийская) научно-практическая конференция

IV Международная (XII Всероссийская) научно-практическая конференция «Нефтепромысловая химия» состоялась 29 июня 2017 года в РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина.

Организаторами мероприятия выступили Министерство образования и науки Российской Федерации, РГУ нефти и газа (Национальный исследовательский университет) им. И.М. Губкина, НП «Национальный институт нефти и газа», Технологическая платформа «Технологии добычи и использования углеводородов, НОЦ «Промысловая химия».

Основную аудиторию конференции составили представители НИИ, вузов, предприятий и фирм, занимающихся разработкой, производством, поставкой и применением химических реагентов для нефтяной и газовой промышленности на территории России и стран СНГ – более 50 человек, представляющих 14 учебных, научных и производственных объединений и организаций, нефтегазовых компаний.

Участники конференции ставили своей целью выявить основные тенденции в развитии мирового и российского рынка химических реагентов, установить контакты и получить необходимую информацию о современном уровне производства и применения химических реагентов для нефтяной и газовой промышленности.

С приветствием к участникам конференции обратился проректор по инновационной деятельности и коммерциализации разработок РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина профессор М.А. Силин. Он, в частности, сказал: «Эта конференция проводится уже на протяжении двадцати лет, если учесть, что раньше она проходила не ежегодно, а раз в два года. Конференция находит своих слушателей, участников, и это, несомненно, свидетельствует о том, что ее тематика актуальна, востребована, интересна и высшей школе, и производственным предприятиям отрасли. В России специалистов по нефтепромысловой химии готовят две кафедры, одна – в РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, вторая – в Казанском технологическом университете. Согласно нашим системам дополнительного образования мы готовим достаточно большое количество специалистов для разных компаний. В этом году у нас состоялся первый выпуск новой кафедры, созданной компанией «Газпром нефть». Кафедру условно называем «Трудноизвлекаемые запасы». Первый выпуск – двенадцать человек – очень толковые хорошие ребята. Мы очень довольны реализацией идеи создания базовых

кафедр, которую поддержали «ЛУКОЙЛ», «Зарубежнефть», «Роснефть». Кафедры работают отлично. Подготовка специалистов по самым востребованным направлениям ведется на высшем уровне».

Тематическое поле IV Международной (XII Всероссийской) научно-практической конференции «Нефтепромысловая химия» было сфокусировано на следующих направлениях:

- реагенты для бурения, заканчивания и ремонта скважин;
- реагенты и технологии их применения в процессах повышения нефтеотдачи пластов, интенсификации добычи нефти;
- разработка и применение современных защитных материалов и ингибиторов коррозии, бактерицидов, ингибиторов солеотложения, парафиноотложения при добыче и транспорте нефти и газа;
- применение водорастворимых полимерных материалов в процессах эксплуатации нефтяных месторождений;
- поверхностно-активные вещества в нефтяной и газовой промышленности;
- физико-химические исследования нефтей и реагентов, применяемых для добычи и транспорта нефти и газа;
- стандартизация в области НПХ, автоматизация, образование.

На конференции были заслушаны и обсуждены 12 пленарных докладов.

В программу мероприятия входил конкурс на лучший доклад конференции и лучший доклад среди молодых специалистов.

Неизменный участник всех конференций «Нефтепромысловая химия» со времени основания мероприятия, заместитель директора по научной работе ООО «Уфимский научно-технический центр» А.Г. Телин выступил с докладом «Парадоксы нефтепромысловой химии».

Доклад «Компьютерная система «Мобильный оператор». Использование в работах по контролю применения химических реагентов» озвучили С.А. Шадымухамедов, руководитель направления по внедрению и контролю исполнения технологической документации ОАО «Газпром нефть», и В.Л. Ямпуров, руководитель направления по химизации процессов добычи ОАО «Газпром нефть».

О «Современных подходах к применению потокоотклоняющих технологий с учетом маршрута фильтрации закачиваемой воды» рассказал Т.А. Исмагилов, главный менеджер по МУН ООО «РН-Уфанипинефть». Этот доклад был

признан лучшим докладом конференции.

«Новый состав для блокировки обводненных зон пласта полисиликатными гелеобразующими составами» представила профессор кафедры РНГМ ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет»

Л.Е. Ленченкова. «Обзор материалов и технологий для ликвидации межколонных проявлений в скважинах» был сделан Т.Э. Нигматуллиным, заведующим лабораторией РИР ООО «РН-УфаНИПИнефть».

С докладом «Повышение эффективности крепления RCP-проппанта в трещине ГРП путем применения экзотермических составов серии ПСК» выступил А.А. Мамыкин, главный специалист ООО «Уфимский научно-технический центр».

О «Входном контроле кальция хлористого технического» рассказала М.Ю. Маликова, начальник отдела ООО «НК «Роснефть» – НТЦ».

Отличительной особенностью нынешней конференции стали яркие доклады молодых ученых – нового поколения специалистов нефтепромышленной химии.

«Методы тестирования шитых полимерных систем» представила А.В. Кладова, инженер-химик 2-й категории ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть». Этот доклад был объявлен победителем в конкурсе докладов молодых специалистов.

О «Совершенствовании технологий борьбы с АСПО при добыче высоковязких нефтей» рассказала П.Н. Шадрина, аспирант ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет».

«Исследование композиции с получением кислоты на забое для интенсификации притока из карбонатных коллекторов» представил Д.В. Нуриев, аспирант ФГБОУ «РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина».

«Функционализированные полисахариды как основа ингибиторов кристаллизации карбоната кальция, сульфатов кальция и бария» – такое название носил доклад А.В. Фахреевой, аспиранта ФГБОУ ВО «Уфимский государственный авиационный технический университет».

О «Разработке ингибитора солей отложений с бактерицидными свойствами для предотвращения отложений при добыче нефти» доложила Д.Р. Фазуллина, аспирант ФГБОУ ВО «Казанский национальный исследовательский технологический университет».

В рамках конференции традиционно состоялся конкурс фотографий «Красота месторождений», победителем которого стал снимок авторства А.В. Стрельцова. Лучшие фотографии конкурса будут опубликованы в одноименной рубрике журнала «Время колтюбинга», старт которой в издании дала профессор кафедры технологии химических веществ для нефтяной и газовой промышленности РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина Л.А. Магадова.

Конференция отметила, что в последние годы значительно активизировались научно-исследовательские работы, направленные на получение различных химических реагентов и исследование механизма их действия, о чем свидетельствуют, в частности, как 38 статей и тезисов, представленных на конференции, так и все более широкое использование отечественных химреагентов в нефтегазовой отрасли, общий объем которых только для нефтедобывающих предприятий превышает 300 тыс. тонн в год.

Особое внимание на конференции было уделено технологиям проведения ремонтно-изоляционных работ и технологиям по борьбе с осложнениями в добыче нефти.

Конференция приняла следующее решение:

- 1) Отметить актуальность и своевременность проведения подобных конференций и хорошую организацию ее работы.
- 2) Провести V Международную научно-практическую конференцию «Промысловая химия» (XIII Всероссийскую научно-практическую конференцию) в июне 2018 года.
- 3) В рамках Технологической платформы «Технологии добычи и использования углеводородов»:
 - консолидировать данные и разработать отраслевой сборник методик для тестирования химических реагентов, применяемых в процессах нефтегазодобычи, подготовки и транспорта нефти;
 - подготовить методические материалы для обучения, подготовки, переподготовки и сертификации сотрудников отделов промышленной химии нефтяных компаний и сотрудников, занимающихся вопросами нефтепромышленной химии.
- 4) Продолжить сотрудничество в области разработки, производства, исследования и практического использования химических реагентов, обращая особое внимание на создание многофункциональных и экологически более чистых, экономически и технологически выгодных реагентов.
- 5) Организовать до конца 2017 года не менее двух тематических семинаров по проблемам нефтепромышленной химии. Рассмотреть возможность проведения таких семинаров на постоянной основе.
- 6) Более широко привлекать к работе в конференции студентов, работников нефтяных компаний, сервисных предприятий по НПХ.

Тезисы докладов IV Международной (XII Всероссийской) научно-практической конференции «Нефтепромышленная химия», близкие по тематике к информационному полю журнала «Время колтюбинга. Время ГРП», представлены в подборке, опубликованной в данном номере нашего издания.

Новые технологии в газовой промышленности (газ, нефть, энергетика)

Двенадцатая Всероссийская конференция молодых ученых, специалистов, студентов



РГУ нефти и газа
имени И.М. Губкина

Публичное акционерное общество «Газпром» и РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина проводят 24–27 октября 2017 года на базе РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина Двенадцатую Всероссийскую конференцию молодых ученых, специалистов и студентов «Новые технологии в газовой промышленности» (газ, нефть, энергетика).

К участию в конференции приглашаются молодые ученые и специалисты производственных организаций, вузов, проектных и научно-исследовательских институтов нефтегазового комплекса, студенты нефтегазовых вузов и факультетов в возрасте до 35 лет.

Программа конференции предусматривает пленарные и секционные заседания, а также стендовые доклады по следующим направлениям:

1. Геология, поиск и разведка нефтегазовых месторождений;
2. Разработка месторождений углеводородов;
- 2.1. Разработка шельфовых месторождений углеводородов;
3. Бурение скважин;
4. Проектирование, сооружение и эксплуатация систем транспорта и хранения углеводородов;
- 4.1. Технологии производства и транспорта СПГ;
- 4.2. Подземное хранение газа;
5. Актуальные проблемы переработки углеводородов;

6. Проблемы разработки, стандартизации, сертификации и обеспечения надежности оборудования нефтегазового комплекса;
7. Моделирование, автоматизация и управление в нефтегазовой промышленности;
8. Актуальные проблемы работы предприятий нефтегазовой отрасли в условиях курса на импортозамещение;
- 8.1. Экономико-управленческие проблемы функционирования предприятий нефтегазовой промышленности РФ;
- 8.2. Правовые проблемы разведки, добычи и транспортировки углеводородного сырья;
9. Развитие человеческих ресурсов в нефтегазовой отрасли;
10. Энергосбережение и экология;
11. Энергетика.

Основная цель конференции – поддержка талантливой молодежи, развитие ее творческих способностей, а также формирование кадрового потенциала отрасли.

Конференция дает возможность молодым специалистам вместе с ведущими учеными и руководителями отрасли обсудить перспективные научно-технические разработки, внедрение которых направлено на дальнейшее развитие нефтяной и газовой промышленности. ☉

Поверхностно-активные вещества в нефтегазовой отрасли.

Состав, свойства, применение.

Лурье Л. Шрамм

(2010, *Surfactants: Fundamentals and Applications in the Petroleum Industry*) под ред. ПОДЗОРОВОЙ М.С. (ведущего инженера НОЦ «Промысловая химия», РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина), МАГАДОВА В.Р. (заведующего сектором НОЦ «Промысловая химия», РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина) 2017 г., твердый переплет, 165 x 235 мм, ок. 650 стр.

В единственном в своем роде руководстве по ПАВАм в нефтяной отрасли всесторонне рассматриваются их физико-химические свойства, составы, методы введения и применения на разных стадиях нефтегазодобычи, хранения и транспортировки. Детально рассмотрены процессы, происходящие

НОВЫЕ КНИГИ



с использованием ПАВ в нефтяных и газовых скважинах, в пористой среде коллектора, в технологических обработках, экологическом восстановлении, включая технику безопасности и охрану здоровья.

Особое внимание уделено практическому применению ПАВ в облегченных буровых растворах, при заводнении с целью повышения нефтеотдачи пласта, кислотной обработке пласта для стимулирования притока, для переработки шламов,

добуривания и флотации. Все примеры взяты из реальной практики и хорошо иллюстрированы, даны рекомендации по решению проблем.

Руководство будет востребовано специалистами нефтегазовой отрасли по добыче нефти и газа, промысловой химии, охране окружающей среды и рекультивации, разработчиками ПАВ и химреагентов на их основе, широкому кругу профильных исследователей и ученых.



SCHOELLER-BLECKMANN
DARRON RUSSIA



ВЫСОКОЕ КАЧЕСТВО И ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ПОДХОД
ко всем требованиям заказчика для эффективного сотрудничества



Немагнитные УБТ
и производство



Внутрискважинное
оборудование BICO

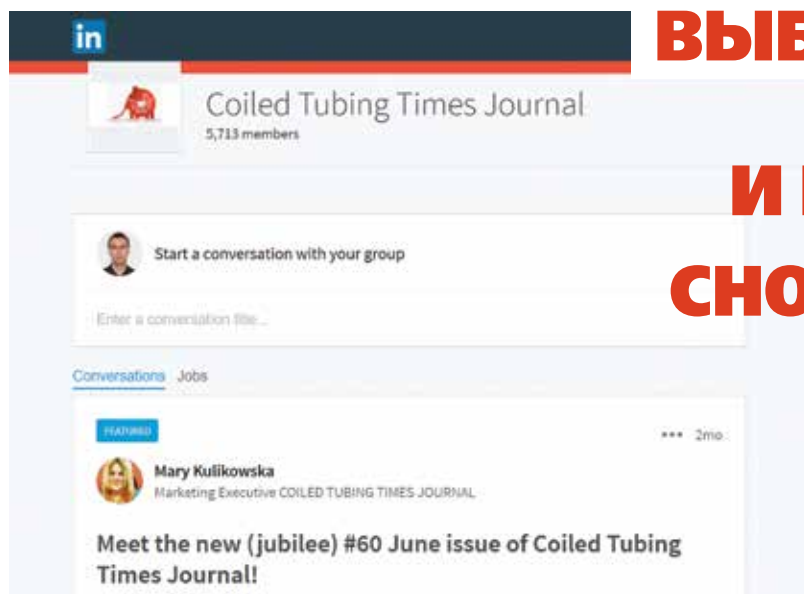


Циркуляционные
переводники PBL

КАЧЕСТВО — ответственность каждого
QUALITY — is everyones responsibility



Неразрушающий
контроль



ВЫБОР ЗАБОЙНЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ И ПОСТАВЩИКОВ CHOICE OF MOTORS AND MOTOR PROVIDERS

Напоминаем нашим читателям, что **научно-практический журнал «Время колтюбинга»** ведет активную деятельность в социальных сетях. В частности, журнал имеет собственную страничку (<https://twitter.com/cttimesdotorg>) в **Twitter**, широко распространенной социальной сети для обмена короткими сообщениями. Там всегда можно найти ссылки на наиболее актуальные новости нефтегазовой индустрии и нефтесервиса. Данная опция будет весьма полезна пользователям, которые часто используют мобильные устройства и планшеты для выхода в сеть Интернет посредством специального мобильного приложения Twitter.

Также журнал «Время колтюбинга» имеет собственную группу в социальной сети для поиска и установления деловых контактов **LinkedIn**. В этой сети зарегистрировано свыше 500 миллионов пользователей, представляющих 150 отраслей бизнеса из 200 стран. Группа нашего журнала (<https://www.linkedin.com/groups/2244679>) активно развивается и растет. На данный момент она насчитывает **более 5,7 тысячи** участников из России, США, Канады, Ближнего Востока, стран Латинской Америки и Азиатско-Тихоокеанского региона.

Сеть LinkedIn позволяет не только наладить деловые контакты, обрести новые знакомства, но также и получить ответы на интересующие вас вопросы. В нашей группе состоит множество профессионалов, работающих в нефтегазовой отрасли в целом и в индустрии колтюбинга в частности. Всегда можно рассчитывать на то, что ваш вопрос не останется без внимания и вы сможете получить полезную для вас информацию.

Журнал «Время колтюбинга» продолжает публикацию некоторых наиболее интересных и оживленных дискуссий, начатых в группе нашего журнала в сети LinkedIn. Ниже приведена одна из них.

Кори Камински, глава компании *Drill-Tek MWD Services*, спрашивает: «На рынке так много поставщиков забойных двигателей. На чем вы основываете свой выбор? Кажется, с каждым годом появляется все больше и больше компаний. С точки зрения эксплуатации как вы выбираете продукцию, которая принесет наибольшую пользу клиенту?»

Let's remind that **scientific and practical Coiled Tubing Times Journal** is an active member of social networks. In particular, the journal has its own page on **Twitter** (<https://twitter.com/cttimesdotorg>), a widely known social network that enables users to send and read short messages. On that page one is always able to find links to the most up-to-date news of oil and gas industry and oilfield services. Such an option will be very useful for our readers who often use mobile phones and tablets for surfing the web and accessing the Twitter via a specialized mobile application.

Coiled Tubing Times has its own group on LinkedIn website. **LinkedIn** is a business-oriented social networking service which allows establishing professional relationships. More than 500 millions of users representing 150 industry segments from 200 countries are registered in the service. The group of our journal (<https://www.linkedin.com/groups/2244679>) is actively developing and growing in a number of participants. **More than 5,700 users** from Russia, USA, Canada, Middle East, Latin America and Asia-Pacific region are currently registered as the members of our group.

LinkedIn social networking service allows not only to establish business contacts and find new friends, but also to find answers to the questions you are interested in. A large number of professionals working in oil and gas industry in general and coiled tubing industry, in particular, are the members of our group. You can always count on that your questions will find the proper answers, and you'll get the information that will be useful for you.

Coiled Tubing Times continues to publish some of the most interesting and lively discussions started in the Coiled Tubing Times group on LinkedIn. One of such discussions is introduced below.

Cory Kaminsky, *Chief Executive at Drill-Tek MWD Services*, says: "So many choices with motor providers, how does one sort through the noise? It seems there are more and more motor companies popping out of the woodwork every year. From an operating perspective how do you sort out who has a product that has been designed to provide benefit to the customer?"

Луиз Клаудио: «С моей точки зрения, нужно выбирать компании, предлагающие более качественные стандарты силовой секции, которая является «сердцем» забойного двигателя. Более того, компания должна предоставить данные о надежном превентивном техническом обслуживании, включая информацию о применяемых буровых растворах, времени работы и т.д.»

Luiz Claudio: "In my point of view, you have to choose those who offer higher power section standard which is the "heart" of a mud motor. Moreover, company should apply a reliable preventive maintenance by including key information such as mud used, hours operations, etc."

Дэвид Янгблад: «Компания Guardian Oilfield Services предоставит консультацию до выполнения работ и анализ проведенных операций с забойным двигателем. Мы можем проверить все, что затребует заказчик. У нас имеется огромный опыт в наклонно-направленном бурении. Мы можем выполнять качественный аудит ваших поставщиков и отдела по работе с двигателями для определения любых проблем и рекомендации улучшений».

David Youngblood: "Guardian Oilfield Services will provide consulting for pre job and post job motor analysis. We will check to whatever level that is required. We have extensive Tooling Knowledge in the Directional Drilling Industry. We can perform a Quality Audit on your vendors or motor department to identify any issues where improvement is required."

Карлос Гонсалес: «Компания DynoMax Drilling Tools может не только предоставить качественный забойный двигатель, но и качественное его обслуживание. На мой взгляд, иногда двигатели ругают за низкую производительность, а производительность начинается с профессионализма людей, работающих с инструментом, контроля качества и превентивного технического обслуживания».

Carlos Gonzalez: "DynoMax Drilling Tools can provide not only a Quality Motor, but Quality Service. In my opinion sometimes motors get a bad reputation for their performance, and your performance starts with the quality of people you have working on your tools, the quality control and preventive maintenance."

Кори Камински: «Спасибо, ребята. Рад слышать, что есть люди, верящие в то, что сервис является ключом к успеху. Знание того, что может пойти не так, и превентивный ремонт – вот что важно. Карлос, я думаю, что 99% жалоб, поступающих на забойные двигатели и услуги по измерению в процессе бурения, могут быть обусловлены некорректной работой операторов с этими инструментами (вне зоны их рабочих параметров)».

Cory Kaminsky: "Thanks guys. It is nice to see people sharing the belief that service is the key. Knowing what could go wrong and repairing it before it does, is what I think I am hearing here. Carlos, I think between MWD and motors that accounts for 99% of things "blamed" on tripping, it could as easily be that the operators don't correctly operate these items within their parameters."

Карлос Гонсалес: «Я полностью согласен. Я начинал свою работу в сфере услуг по проведению измерений в процессе бурения и произвел множество работ по превентивному техническому обслуживанию и контролю качества забойных двигателей. Мне говорили, что контроль качества, который я провожу, это перебор.

Но мое мнение, что всесторонняя проверка инструмента перед спуском в скважину – это вовсе не плохо».

Carlos Gonzalez: "I totally agree with you, I started off in MWD and implemented allot of the QC and Preventative Maintenance into the motor. I have been told my QC process is overkill, but I don't ever think checking a tool thoroughly before going downhole is a bad process."

Крис Малоне: «Не используйте китайские комплектующие, а также предоставляйте как можно больше информации по двигателю (производительность, запчасти, суммарная наработка)».

Chris Malone: "No Chinese parts and as much info on the motor and your motor fleet you can get (hours run, performance, parts tracking)."

Фархуд Хамидов: «Правильно подобранная конфигурация под конкретные работы (оптимизация = размеры скважины, темпы набора кривизны, ротор (хром или вольфрам), стабилизаторы, радиальные подшипники, трансмиссия и т.д.), контроль качества, качество сервиса, эксплуатация двигателя в пределах рабочих параметров».

Farhod Hamidov: “Properly selected configuration for the application (optimization = hole sizes, BURs, rotor (chrome vs tungsten), Stabilizers, radial bearings, transmission, etc.), Service Quality + QA/QC, material as well as operating the motor within the limits of the technical & engineering datasheet.”

Махид Делпассанд: «Не смотрите на характеристики двигателя, смотрите на преимущества. Я бы выбрал компанию, которая предоставляет лучшую техническую, сервисную и послепродажную поддержку».

Majid Delpassand: “Don't look at the motor features, look at the benefits. I would go with the company that provides the best technical, service, and after sale support.”

Бен Кример: «Я работал как с двигателями китайского производства, так и с двигателями американского производства. Лично я видел большее количество поломок и трещин оправок на китайских двигателях, чем на американских. Я работаю с забойными двигателями с 1992 года и видел огромное количество разных вариантов. Есть только две статорные компании, которые бы я порекомендовал».

Ben Creamer: “I've worked with and on both Chinese and American made motors. I've personally seen more Chinese mandrels crack and break off than American made. I've been working with mud motors since 1992 and worked on so many different designs. I would only recommend 2 stator companies.”

Дэн Фергюсон: «Я могу говорить только лишь о том, что сам видел и использовал. Есть простое проверенное правило, которое я определил для себя: чем больше компания, тем выше шансы различных поломок. Малые сервисные компании не могут себе позволить регулярные проблемы с качеством, поэтому их двигатели самые надежные и прочные. Аналогично, чем меньше компания, оказывающая услуги по наклонно-направленному бурению, тем выше качество сервиса». ☺

Dan Ferguson: “I only know what I have seen and used, so a simple rule of thumb I have discerned, is that the bigger the company, the greater chance of random failure, and the smaller service companies, that can't afford to have a quality control issue, have the most robust and consistent motors. Similarly, the smaller the Directional Company, the higher quality of service.” ☺

Программное обеспечение Cerberus™ теперь доступно на русском языке

Cerberus – программное обеспечение для моделирования, которое позволяет эффективно проводить внутрискважинные работы

Узнайте больше на сайте nov.com/ctes

CTES | NOV Completion & Production Solutions



VisualFrac

VisualFrac – семейство программно-аппаратных средств для управления процессом проведения ГРП.

Разработаны с учетом специфики эксплуатации в регионах России:

- Максимально простой интерфейс управления не требует длительного времени на обучение нового персонала.
- Высокая степень автоматизации процессов – от оператора смесительной установки, гидратационной установки, машины химдобавок фактически не требуется вмешательство в рабочий процесс при проведении операции ГРП.
- Изначально русскоязычный интерфейс и документация, служба поддержки
- Базовые измерения в единицах СИ (API опционально)

VisualFrac – Blender



Автоматическое управление приготовлением смеси для проведения операции ГРП.
До 3-х шнеков подачи пропанта
До 8-ми линий подачи жидких химреагентов
До 4-х линий подачи сухих химреагентов
Автоматическое управление входным (поддержание уровня) и выходным (поддержание давления) центробежными насосами
Автоматическое управление миксером в зависимости от концентрации пропанта.

VisualFrac – PumpUnit



Управление одиночной насосной установкой либо комплексом установок.
Автоматическое поддержание расхода или давления.
Аварийное отключение по превышению давления, в т. ч. при срабатывании датчика на любой установке, а также по внешним датчикам (устье, манифольд).
Контроль рабочих режимов двигателя, КПП, насоса высокого давления

VisualFrac – HydratationUnit



Автоматическое управление приготовлением жидкости разрыва «на лету»
Автоматическая подача гелеобразователя
До 4-х линий подачи жидких химреагентов
Дозирование химреагентов по расходу гидратационной установки или блендера.

VisualFrac – ChemicalUnit



Автоматическое управление подачей химреагентов и контроль состояния химреагентов в емкостях
До 8-ми линий подачи жидких химреагентов
Дозирование химреагентов по расходу гидратационной установки, блендера или любого внешнего расходомера

VisualFrac – DataVan



Контроль всех установок.
Запись данных процесса, возможность записи данных от всех установок в один файл
Передача данных удаленным пользователям.
Передача данных в другие программы для обработки: FracPro, Meyer.
Визуализация данных – графики, таблицы.
Сбор данных от дополнительных датчиков: давление, уровень жидкости и пропанта в емкостях, внешний расходомер и т.д.



Красота месторождений The Beauty of Oilfields

Фотографии предоставлены РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина.

The photos are published by courtesy of Gubkin Russian State University of Oil and Gas.



Фото Дмитрия Елисеева
Photo by Dmitry Eliseev



Фото Сергея Бородина
Photo by Sergej Borodin



Фото Александра Стрелкова
Photo by Aleksandr Strelkov



Фото Александра Стрелкова
Photo by Aleksandr Strelkov



Фото Александра Стрелкова
Photo by Aleksandr Strelkov



Фото Александра Стрелкова
Photo by Aleksandr Strelkov

Красота месторождений The Beauty of Oilfields

Фото Гульдар Кутушевой
Photo by Guldar Kutusheva



Фото Залима Шитгинова
Photo by Zalim Shitginov



Фото Гульдар Кутушевой
Photo by Guldar Kutusheva



**Российское отделение Ассоциации специалистов по
колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам**

**Некоммерческое партнерство «Центр развития
колтюбинговых технологий»**

Russian Chapter of the Intervention and Coiled Tubing Association

**Nonprofit Partnership Coiled Tubing Technologies
Development Center**



**ИСОТА
РОССИЯ**



Контактная информация

**Пыжевский переулок, 5, строение 1, офис 224
Москва 119017, Российская Федерация
Телефон: +7 499 788 91 24; +7 (916) 512 70 54
Факс: +7 499 788 91 19
E-mail: info@icota-russia.ru**

Contact information

**5/1 Pyzhevsky lane, Suite 224
119017 Moscow, Russian Federation
Telephone: +7 499 788 91 24; +7 (916) 512 70 54
Fax: +7 499 788 91 19
E-mail: info@icota-russia.ru**

www.icota-russia.ru



Целью Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам является развитие возможностей для профессионального общения специалистов, аккумуляция технических знаний, обобщение опыта применения инновационных технологий, содействие внедрению новейших разработок в области колтюбинговых технологий и других сегментов высокотехнологичного нефтегазового сервиса и стандартов безопасности проведения работ.

Российское отделение Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ИСОТА-Россия) является информационной структурой, действующей в рамках Некоммерческого партнерства «Центр развития колтюбинговых технологий», и осуществляет свою деятельность в соответствии с Соглашением о сотрудничестве, заключенным между Ассоциацией специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ИСОТА) и Некоммерческим партнерством «Центр развития колтюбинговых технологий».

ЗАЯВЛЕНИЕ

Прошу принять меня в члены ИСОТА-Россия

Фамилия _____ Написание по-английски _____

Имя _____ Написание по-английски _____

Отчество _____

Организация/компания/структура _____

Должность _____

Адрес электронной почты _____

Телефон служебный _____ Факс _____

Телефон мобильный _____

Почтовый адрес для связи _____

Дата _____

Подпись _____

Пожалуйста, отправьте заполненное заявление по факсу: +7 499 788 91 19
или скан заявления на e-mail: info@icota-russia.ru



ICoTA
РОССИЯ

Coiled/tubing
ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА
ВРЕМЯ ГРП *times*



НП «ЦРКТ»



Уважаемые коллеги! Дорогие друзья!

Российское отделение Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA) предлагает вам принять участие в голосовании, результатом которого станет формирование шорт-листа специальной премии **Intervention Technology Award – 2017**.

Укажите, пожалуйста, какие компании, на ваш взгляд, достойны стать лауреатами в следующих номинациях:

«Лучшая компания в использовании колтюбинговых технологий в России и СНГ» _____

«Лучшая компания в области проведения ГРП в России и СНГ» _____

«Лучшая компания по продвижению инноваций в России и СНГ» _____

«Прорыв года – лучшая компания по темпам развития» _____

«Лучшая международная компания на сервисном рынке России» _____

«Лучшая компания – производитель оборудования для высокотехнологичного нефтегазового сервиса на территории Единого экономического пространства (ЕЭП)» _____

«Лучшая компания – производитель материалов и реагентов для высокотехнологичного нефтегазового сервиса на территории Единого экономического пространства (ЕЭП)» _____

«Финансовый институт, способствующий внедрению высокотехнологичного нефтегазового сервиса в России» _____

Просим вас отсканировать заполненную форму и прислать по адресу: cttimes@cttimes.org.

Можно также прислать заполненную форму по факсу: +7 (499) 788-91-19

Ваш голос очень важен!

На первом этапе подведения итогов по результатам обработки заполненных форм будут составлены шорт-листы в каждой номинации. На втором этапе авторитетное жюри, в состав которого входят члены совета директоров российского отделения ICoTA, эксперты Минэнерго РФ, члены ученого совета Центра развития колтюбинговых технологий и члены редакционного совета журнала «Время колтюбинга», определит победителей согласно выработанным для каждой номинации качественным и количественным критериям.

Торжественное вручение дипломов лауреатам российской Intervention Technology Award состоится в рамках 18-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы» в ноябре 2017 года.

Премия **Intervention Technology Award** учреждена в начале 2014 года российским отделением Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA) и является отечественной версией премии, вручаемой американским отделением ICoTA на ежегодной конференции в Вудлендсе (США, штат Техас).

Контактная информация:

www.icota-russia.ru
Пыжевский переулок, 5,
строение 1, офис 224
Москва 119017,
Российская Федерация

Тел. +7 (495) 481-34-97
(доб. 102)
Моб. +7 (968) 356-34-45
Факс: +7 (499) 788-91-19

ICoTA
РОССИЯ

Coiled/tubing
ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА
ВРЕМЯ ГРП *times*



Dear colleagues and friends!

Russian Chapter of the Intervention and Coiled Tubing Association (ICoTA) invites you to respond to a poll and tell us which companies are worthy of the special **Intervention Technology Award – 2017**.

You are kindly asked to choose the companies which, in your opinion, are the winners in the following categories:

Best company in the sphere of coiled tubing technologies application in Russia and CIS countries _____

Best company in the sphere of hydraulic fracturing operations in Russia and CIS countries _____

Best innovating company in Russia and CIS countries _____

Breakthrough of the year – the fastest-growing company _____

Best international company on the Russian oilfield service market _____

Best company-manufacturer of the high-tech oilfield service equipment on the territory of the Common Free Market Zone _____

Best company-manufacturer of materials and chemicals for high-tech oil and gas service on the territory of Common Free Market Zone" _____

Financial institution that promotes high-tech oilfield services in Russia _____

Please, kindly fill-in the form, scan it and send to cttimes@cttimes.org

You can send the filled form by fax as well: +7 (499)-788-91 19

Your opinion is very important for us!

On the first stage, we will form short lists of the companies in each of the categories on the basis of your votes. On the second stage, the panel of judges comprising board members of the Russian Chapter of ICoTA, experts from the Russian Ministry of Energy, members of the Scientific Council of Coiled Tubing Technologies Development Center and members of the Editorial Board of Coiled Tubing Times Journal will choose the winner in each category (according to the elaborated qualitative and quantitative criteria).

Intervention Technology Award Ceremony will be held in the framework of the 18th International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference on November, 2017.

Intervention Technology Award was established in early 2014 by the Russian Chapter of the Intervention and Coiled Tubing Association (ICoTA). It is the Russian version of the award established by the US Chapter of ICoTA.

Contact information:

www.icota-russia.ru

5/1 Pyzhevsky lane,
Suite 224
119017 Moscow, Russian
Federation

Tel. +7 (495) 481-34-97
(ext. 102)

Mobile: +7 (968) 356-34-45

Fax: +7 (499) 788-91-19

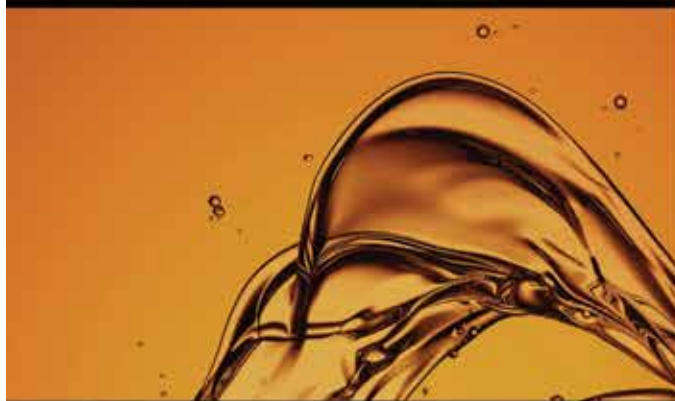
**Медиаплан распространения журнала «Время колтюбинга. Время ГРП»
на отраслевых мероприятиях в 2017 году
ВК № 3/61, сентябрь-2017**

Мероприятие	Дата проведения	Страна, город	Организатор	Сайт мероприятия
24-я Казахстанская Международная выставка и конференция «Нефть и газ»/KIOGE 2017	4–6.10.2017	Казахстан, Алматы	ITECA; ITE	https://www.kioge.kz/ru/
SPE Annual Technical Conference and Exhibition	9–11.10.2017	USA, Texas, San Antonio	SPE	http://www.spe.org/events/en/2017/conference/17atce/home-1.html
«Нефть и газ. Химия». 19-я специализированная выставка современных технологий и оборудования для нефтяной, газовой и химической промышленности	10–13.10.2017	Пермь	Выставочное объединение «Пермская ярмарка»	http://www.oilperm.ru/ru/
XVI Международный форум «Сервис и оборудование для нефтегазовой отрасли России»	13.10.2017	Москва	RPI	http://www.rpi-conferences.com/services-and-equipment
Российская нефтегазовая техническая конференция и выставка SPE	16–18.10.2017	Москва	SPE	http://rca.spe.org/ru/events/17rptc/
XI ежегодная конференция «Нефтегазовый сервис в России» (Нефтегазсервис-2017)	17.10.2017	Москва	«Московские нефтегазовые конференции»	http://www.n-g-k.ru/?page=meropr50
Международная научно-практическая конференция «Интеллектуальное месторождение: инновационные технологии от скважины до магистральной трубы»	23–28.10.2017	Сочи	ООО «НПФ «Нитпо»	http://oilgasconference.ru/conference/
V Российский нефтегазовый саммит «Разведка и добыча»	16.10.2017	Москва	ENSO	http://www.rogsummit.ru/

ОБНОВЛЕНИЕ НОВОСТНОЙ РУБРИКИ – ЕЖЕДНЕВНО
РАССЫЛКИ ДЛЯ ПОДПИСЧИКОВ САЙТА – ЕЖЕНЕДЕЛЬНО
ОБЗОРЫ ИННОВАЦИЙ НЕФТЕСЕРВИСА – ЕЖЕМЕСЯЧНО
НОВЫЙ НОМЕР ЖУРНАЛА – ЕЖЕКВАРТАЛЬНО

NEWS COLUMN UPTADE – DAILY
NEWSLETTERS – WEEKLY
OILFIELD SERVICES INNOVATIONS REVIEWS – MONTHLY
NEW JOURNAL ISSUE – QUATERLY

www.cttimes.org



Уважаемые коллеги!

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

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

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

Любви и взаимопонимания с близкими!

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



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\$.



Почетный редактор – **Рон Кларк** (rc@cttimes.org);
главный редактор – **Галина Булыка** (halina.bulyka@cttimes.org);
директор по стратегическому развитию проекта «Время колтюбинга» –
Артём Грибов (artem.gribov@cttimes.org);
научный редактор – **Василий Андреев**, канд. физ.-мат. наук;
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 – **Vasili Andreev**, Doctor of Phys.-Math.;
Translators – **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.



Разработка и производство оборудования:

- для направленного бурения;
- для кислотоструйного и гидромониторного бурения;
- для работы в шахтных условиях;
- а также, скважинного оборудования и инструмента (соединители с ГНКТ, клапаны обратные и циркуляционные, насадки гидромониторные, разъединители, соединительные компоновки, головки кабельные, ловильный инструмент и др.).



ОТ ИНСТРУМЕНТА ДО КОМПОНОВОК



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



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

Гидравлический разрыв пласта
Frac service

Услуги с установками ГНКТ
Coiled tubing services

Освоение скважин азотом
Well stimulation with nitrogen units

Заканчивание скважин
Well completion

Сервис, аренда и продажа пакеров
Packer providing service, rent & sale

Ловильный сервис, аренда и продажа
Fishing service, rent & sale

Супервайзинг
Supervising



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