

Coiled/tubing times

ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА
ВРЕМЯ ГРП

издается с 2002 года / has been published since 2002

1 (067), Март/March 2019



РОССИЙСКИЙ РЫНОК СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ
RUSSIAN DOWNHOLE EQUIPMENT MARKET

ДИСКУССИЯ «НЕФТЕГАЗОВЫЙ СЕРВИС НОВОГО
ВРЕМЕНИ»
DISCUSSION "OIL AND GAS SERVICE OF NEW TIME"

ТЕХНОЛОГИЯ inVision
THE inVision TECHNOLOGY

ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ СКВАЖИН: ОСНОВНЫЕ
СКВАЖИННЫЕ ПАРАМЕТРЫ
SUCCESSFUL CEMENTING OPERATION: KEY WELL DESIGN
PARAMETERS TO CONSIDER

ДЕФЕКТΟΣКОП КАК СРЕДСТВО ОПТИМИЗАЦИИ
СРОКОВ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГНКТ И ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ
АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ

FLAW DETECTOR FOR OPTIMIZING COILED TUBING
SERVICE LIFE AND PREVENTING EMERGENCIES

67



ПАРТНЕР ВЫПУСКА –
ООО «Пакер Сервис»



РФ, Москва, Варшавское
шоссе,
д. 1 стр. 6, офис 27
тел. +7 (495) 663-31-07
packer-service.ru



ESTM

Производство гибких
насосно-компрессорных труб



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

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



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

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

При поддержке Министерства энергетики РФ



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

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

November, 2019,
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



ПРЕДСЕДАТЕЛЬ РЕДАКЦИОННОГО СОВЕТА

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

РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ

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

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

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

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

Г.А. Булыка, главный редактор журнала;

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

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

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

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

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

Р. Кларк, почетный редактор журнала;

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

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

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

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

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

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

А.Я. Третьяк, д.т.н., профессор, академик РАЕН, зав. кафедрой «Нефтегазовые 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 кольтюбинга»

ЖУРНАЛ ПОДГОТОВЛЕН К ВЫПУСКУ

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

АДРЕС РЕДАКЦИИ

119017 г. Москва, Пыжевский пер., д. 5, стр. 1, офис 224,
Тел.: +7 499 788 91 24, тел./факс: +7 499 788 91 19.
www.cttimes.org, e-mail: cttimes@cttimes.org
Тираж: 6000 экз. Первый завод: 1000 экз.
Журнал зарегистрирован Федеральным агентством по печати и массовым коммуникациям РФ.
Регистрационный номер ПИ № ФС 77-55830 от 30.10.2013.

PRESIDENT OF EDITORIAL BOARD

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

EDITORIAL BOARD

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

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

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

H. Bulyka, Editor-in-Chief;

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

R. Clarke, Honorary Editor;

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

A. Korotchenko, Director, InTech, LLC;

A. Lapatsentava, Director General, FIDMASH;

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

A. Ovsiankin, Managing Director, Packer Service LLC;

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

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

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

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

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 № ФС 77-55830 dated 30.10.2013.

СЛОВО РЕДАКТОРА

«На сегодняшний день колтюбинговая технология уже доказала свою эффективность и вышла на тот уровень, когда с ее помощью сделалось возможным заменить полный цикл создания скважины – от начала строительства до ввода в эксплуатацию», – такой вывод сделал председатель российского отделения ICoTA Константин Бурдин, выступив в дискуссии «Нефтегазовый сервис нового времени, завершившей 19-ю Международную конференцию «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы». Я полностью разделяю мнение коллеги и рад, что в России колтюбинговые технологии продолжают развиваться, прокладывая «курс на буровую будущего» – это название публикации, обобщившей мнения участников дискуссии.

Магистральное направление развития нефтесервиса – это интегрированные проекты, внедрение высокопродуктивных технологий, включая колтюбинговое бурение, искренним приверженцем которого являюсь и лично я.

Нефтегазовый сервис нового времени предполагает максимально эффективное использование оборудования, адаптацию его возможностей под существующие потребности заказчиков, применение новых технологических решений. Такую политику успешно проводит, в частности, компания «Пакер Сервис».

«Колтюбинг завтрашнего дня мы хотим видеть в качестве эффективного, оптимального и относительно доступного способа работы со скважинами, их стимуляции и дальнейшего повышения их эффективности», – от имени заказчиков услуг подытожил представитель «Татнефти» Ирек Фаттахов. Эти слова можно считать точной формулой времени колтюбинга.

Изрядная часть номера отдана тезисам докладов 19-й конференции (полный ее титул опускаю, наш преданный читатель знает его наизусть). Составить собственное представление о российском нефтесервисном рынке на основе данной подборки будет особенно интересно коллегам, которые работают на других континентах.

Спешу сообщить, что на российском рынке скважинного оборудования ожидается крупный рост. С прогнозами RPI на этот счет вы узнаете, ознакомившись с соответствующей публикацией.

А еще этот номер «ВК» знаменателен тем, что в нем впервые выступили с очень содержательными статьями Тодд Грин и Годвин Чидибере Нвафор. Я счастлив приветствовать их и верю, что они станут активными членами нашего авторского актива.

Обновление – закон жизни, который особенно остро заявляет о себе весной. Отправляя в печать первый в текущем году весенний номер журнала, я хочу пожелать его читателям всевозможных обновлений со знаком «плюс», к чему бы они ни относились – к дебитам скважин, к банковским счетам или к простым человеческим радостям.

Рон Кларк



EDITORIAL

"To date, coiled tubing technology has already proven its effectiveness and reached the level when it made it possible to replace the full cycle of creating a well – from the start of construction to commissioning," concluded Konstantin Burdin, the chairman of the Russian branch of the Intervention and Coiled Tubing Association (ICoTA-Russia), in the framework of the panel session New Time Oil and Gas Service closing the 19th Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference. I couldn't agree more with my colleague and feel happy seeing further development of the coiled tubing technologies in Russia "on the path leading to the drilling future" – under which name the summary of the panel members' opinions was published.

The mainstream oil service involves integrated projects and introduction of highly efficient technologies, including coiled tubing drilling whose devout supporter I have always been.

The oil and gas service of the new time aims at making the most of the equipment, customizing it according to the current requirements and applying new technology solutions. This is how Packer Service LLC pursues its successful policy.

"We want to see tomorrow's coiled tubing as an effective, optimal and relatively affordable way to work with wells, stimulate them and further improve their efficiency," as Irek Fattakhov, the Tatneft representative, puts it on behalf of services consumers.

A substantial part of the issue focuses on the abstracts of the reports made at the 19th Conference (its full title being omitted as our devoted readers know it by heart). This collection allows our colleagues from other continents to gain their personal impression of the Russian oilfield service market.

I am glad to inform you that we expect a significant growth of the Russian downhole equipment market. The RPI forecasts in this respect are presented in the relevant article.

Another thing this CTT issue is remarkable for, is in-depth articles by Todd Green and Godwin Chidiebere Nwafor. I am happy to welcome them and believe that they will make an active contribution to our writing team.

Renewal is a law of nature which more than ever asserts itself in spring. Sending to the press this springtime issue, the first one in the current year, I would like to wish our readers positive renewal of all conceivable sorts, whether in terms of well yields, bank accounts or common human joys.

Ron Clarke

ПЕРСПЕКТИВЫ

- 6** Навстречу 20-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы»
- 8** **Вадим Кравец**
На российском рынке скважинного оборудования ожидается крупный рост
- 16** Курс – на буровую будущего!
(Дискуссия «Нефтегазовый сервис нового времени» в рамках 19-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы»)

ТЕХНОЛОГИИ

- 22** **Тодд Грин**
Технология inVision
- 28** **Годвин Чидибере Нвафор**
Цементирование скважин: основные скважинные параметры
- 34** **В.Р. Кучуков**
Welltec® – опыт выполнения ГТМ на геофизическом кабеле на месторождениях Северного Каспия

- 38** Тезисы докладов, представленных на 19-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы»

ПРАКТИКА

- 56** Мы закрыли позиции, освободившиеся после ухода международных сервисных компаний (Беседа с **Р.Р. Назыровым**, директором ООО «Универсальные технологии нефтеотдачи»)

НЕФТЕПРО- МЫСЛОВАЯ ХИМИЯ

- 62** **А.В. Ненько, В.А. Цыганков**
Фазовые превращения и ретроградные явления в углеводородных нефтегазоконденсатных системах

ОБОРУДОВАНИЕ

- 68** **Александр Веремеенко**
Дефектоскоп как средство оптимизации сроков использования ГНКТ и предотвращения аварийных ситуаций при проведении работ с применением колтюбингового оборудования

- 78** **Линь Юэ Цин, Павел Егоров**
Инновационные разработки от компании SHINDA: интеллектуальные кабельно-трубные системы ICCT (Intelligent Cable and Coiled Tubing)

МАТЕРИАЛЫ

- 84** **А.В. Можжерин, А.В. Сакулин, Ф.Р. Иксанов, А.Ю. Коржавин**
Преимущества применения измерения долговременной проводимости перед краш-тестом при оценке пропанта

- 92** **Красота месторождений**

ВЕКТОР РАЗВИТИЯ

- 94** Такая нелегкая нефть

Фрагмент картины Камиля Писсарро «Весна в Понтуазе»
Fragment of the painting by Camille Pissarro "Spring at Pontoise"



PROSPECTS

- 6** Towards the 20th International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference
- 8** **Vadim Kravets**
In the Russian Downhole Equipment Market Large Growth Expected
- 16** On the Path Leading to the Drilling Future
(Discussion "Oil and gas service of new time" within the 19th International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference)

TECHNOLOGIES

- 22** **Todd Green**
The inVision Technology
- 28** **Godwin Chidiebere Nwafor**
Successful Cementing Operation: Key Well Design Parameters to Consider

- 38** Proceedings of the 19th International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference

PRACTICE

- 56** We Have Taken the Position Vacant After the Departure of the International Service Companies
(Interview with **R. Nazyrov**, Director in "Universal Oil Recovery Technologies")

OILFIELD CHEMISTRY

- 62** **A. Nenko, V. Cygankov**
Phase Transformations and Retrograde Phenomena in Hydrocarbon Oil and Gas Condensate Systems

EQUIPMENT

- 68** **Alexander Veremeenko**
Flaw Detector for Optimizing Coiled Tubing Service Life and Preventing Emergencies When Working with Coiled Tubing Equipment
- 78** **Lin Yue Qing, Pavel Egorov**
Innovative Designs from the SHINDA Company: Intelligent Cable and Pipe Systems ICCT (Intelligent Cable and Coiled Tubing)

92 The Beauty of Oilfields

DEVELOPMENT VECTOR

- 94** Challenging Oil



20-я Международная научно-практическая конференция «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы» The 20th International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference

При поддержке Министерства энергетики РФ



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

**Конференция пройдет в ноябре 2019 года
в Москве.**

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

Официальная поддержка: Министерство энергетики Российской Федерации.

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

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

Их тематика:

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

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

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

**The conference will be held on November
2019 in Moscow.**

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

Supported by the Ministry of Energy of the Russian Federation

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

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

Topics of the sessions:

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

Welcome Reception.

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

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

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

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

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

При поддержке Министерства энергетики РФ



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

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

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

Делегатами конференции неизменно являются представители таких известных российских и международных компаний, как «Роснефть», «Газпром», «Газпром нефть», «ЛУКОЙЛ», «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 20-й конференции будут предоставлены все условия для продуктивного как формального, так и неформального кулуарного общения специалистов в процессе кофе-брейков, фуршета и торжественного приема. Вы сможете обсудить актуальные проблемы с коллегами из ведущих компаний, побеседовать с англоязычными участниками конференции с помощью квалифицированных переводчиков.

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

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

Информация о спонсорских возможностях высылается по запросу.

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

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

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

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

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

At the 20th conference you will have a possibility to communicate with colleagues both in formal and informal surroundings (during coffee breaks, standing buffet or evening party). You will be able to discuss timely topics and problems with the specialists of the presented leading oil and gas companies. Our interpreters are always ready to help with linguistic barrier breaking.

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

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

Information about Sponsorship Packages is available upon request.

E-mail: cttimes@cttimes.org
Tel. +7 (495) 481-34-97 (ext. 102)
Mobile: +7 (968) 356-34-45
Fax: +7 (499) 788-91-19
www.cttimes.org/en/

We look forward to meeting you!
Organizing Committee

На российском рынке скважинного оборудования ожидается крупный рост

In the Russian Downhole Equipment Market Large Growth Expected

Вадим КРАВЕЦ, ведущий аналитик, RPI Research & Consulting
Vadim KRAVETS, Leading Analyst, RPI Research & Consulting

Начиная с 2010 года в области строительства эксплуатационных скважин произошли качественные технологические изменения. Доля горизонтального бурения в общем объеме эксплуатационной проходки стала быстро расти, в результате чего начала увеличиваться и доля вводимых горизонтальных, технологически сложных скважин в общем количестве эксплуатационных скважин. Этот же период также ознаменовал рост количества многоствольных и многозабойных скважин.

В области «малого» бурения – зарезки боковых стволов (ЗБС) – отчетливо проявилась тенденция перехода к строительству боковых горизонтальных стволов (БГС), т.е. к процессу, во многом сходном с бурением горизонтальных скважин (ГС).

Перечисленные тренды с высокой степенью вероятности останутся актуальными и в ближайшие годы, что неизбежно повлечет за собой применение все более совершенного и дорогостоящего скважинного оборудования. Компании, которые воспользуются благоприятной ситуацией на растущем (как качественно, так и количественно) рынке скважинного оборудования, могут завоевать прочные позиции на долгие годы.

Серией исследований компании RPI, посвященных рынку нефтесервисного (в том числе – скважинного) оборудования, были охвачены следующие его сегменты:

- буровые установки (БУ);
- верхние приводы буровых установок;
- скважинное оборудование;
- устьевое оборудование;
- насосы различного назначения;
- оборудование для телеметрии и каротажа во время бурения (MWD/LWD);
- оборудование для проведения операций одностадийного и многостадийного гидравлического разрыва пласта (ГРП и МГРП).



Since 2010, qualitative technological changes have taken place in the field of construction of production wells. The proportion of horizontal drilling in the total volume of production penetration began to grow rapidly, as a result of which the proportion of input horizontal, technologically complex wells in the total number of production wells began to increase. The same period also marked an increase in the number of multilateral and multibore wells.

In the area of “small” drilling – sidetracking – a tendency to move to the construction of lateral horizontal wells, that is, a process that is largely similar to the drilling of horizontal wells, was clearly manifested.

These trends are extremely likely to remain relevant in the coming years, which will inevitably entail the use of more sophisticated and expensive downhole equipment. Companies that take advantage of the favorable situation in the growing (both qualitatively and quantitatively) downhole equipment market can gain a strong position for many years.

RPI's series of studies on the oilfield service (including well) equipment market covered the following segments:

- Drill units;
- top drives of the drill units;

В состав скважинного оборудования были включены:

- пакеры (для открытого и обсаженного стволов, извлекаемые и неизвлекаемые);
- компоновки для ГРП/МГРП;
- подвески хвостовиков;
- фильтры;
- поплачковое оборудование.

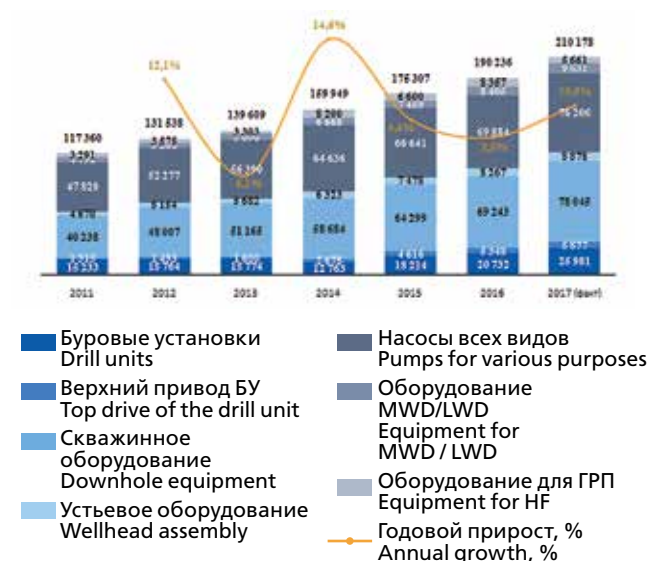
Все остальные разновидности нефтесервисного оборудования в расчетах объема рынка не учитывались.

Упомянутые исследования RPI показали, что с учетом перечисленных допущений в течение 2011–2017 годов российский рынок нефтесервисного оборудования вырос в рублевом выражении на 79%, с 117,4 млрд рублей в 2011 году до 210,2 млрд рублей в 2017 году (рис. 1). Среднегодовой рост в этот период времени составил 10%.

Однако в валютном выражении за этот же период времени он уменьшился с \$3,99 млрд в 2011 году до \$3,60 млрд в 2017 году – на 9,8%, со среднегодовым темпом в 2%, что было вызвано падением курса рубля по отношению к доллару.

Рост рынка в рублевом исчислении был обусловлен:

- увеличением сегментов рынка в физическом выражении;
- технологическим усложнением и, соответственно, удорожанием оборудования;
- инфляционными процессами в стране.



Источник: анализ RPI

Source: RPI analysis

Рисунок 1 – Динамика объема рынка нефтесервисного оборудования в 2011–2017 годах, млн руб.

Figure 1 – Dynamics of the market of oilfield equipment in 2011–2017, mln rubles

- downhole equipment;
- wellhead assembly;
- pumps for various purposes;
- equipment for telemetry and logging while drilling (MWD / LWD);
- equipment for single-stage and multi-stage hydraulic fracturing (HF and MSHF).

The downhole equipment included:

- packers (open and cased hole, recoverable and unrecoverable);
- BHA for HF/MSHF;
- liner hangers;
- filters;
- floating equipment.

All other types of oilfield equipment were not taken into account in the calculations of the market volume.

The mentioned RPI studies have shown that, taking into account the above assumptions during 2011–2017, The Russian market for oilfield equipment grew in ruble terms by 79%, from 117.4 billion rubles in 2011 to 210.2 billion rubles in 2017 (Figure 1). The average annual growth during this time period was 10%.

However, in monetary terms for the same period of time, it decreased from \$ 3.99 billion in 2011 to \$ 3.60 billion in 2017 – by 9.8%, with an average annual rate of 2%, which was caused by the fall of the ruble against dollar.

The market growth in ruble terms was due to:

- increase in market segments in physical terms;
- technological complication and, accordingly, increase in the cost of equipment;
- inflationary processes in the country.

The largest increase – by 447% in 2011–2017. was observed in the upper drive segment, due to the low base effect.

In 2011–2017 the largest in absolute terms remained the segments of downhole equipment and pumps. The following factors influenced this

- large number and high cost of equipment – for pumps;
- high dynamics of development of the segment in terms of technology and high cost of equipment – for well equipment.

As a result, in 2017, the total market share of downhole equipment and pump segments was 73% (Figure 2).

The largest segment of the market for oilfield equipment in Russia – downhole equipment – in monetary terms since 2011 has increased by 40.2 billion rubles. up to 78.0 billion rubles. (Figure 3). The largest market share in it in 2017 was occupied by liner hangers – 40%, and the fastest growing segment was the BHA market for MSHF – from 2011 its share grew from 2% to 11%.

86% of the demand in this segment was provided by the five largest vertical-integrated companies (Figure 4). The greatest demand falls on Rosneft (30.0 billion rubles, 38%) and Surgutneftegaz (19.4 billion rubles, 25%).

Since 2011, the packer market, which is part of the downhole equipment segment, has increased by 90%

Наибольший прирост – на 447% в 2011–2017 годах наблюдался в сегменте верхних приводов, что обусловлено эффектом низкой базы.

В 2011–2017 годах наибольшими по абсолютным показателям оставались сегменты скважинного оборудования и насосов. На это повлияли следующие факторы:

- многочисленность и высокая стоимость оборудования – для насосов;
- высокая динамика развития сегмента в технологическом плане и дороговизна оборудования – для скважинного оборудования.

В итоге в 2017 году суммарная рыночная доля сегментов скважинного оборудования и насосов составила 73% (рис. 2).

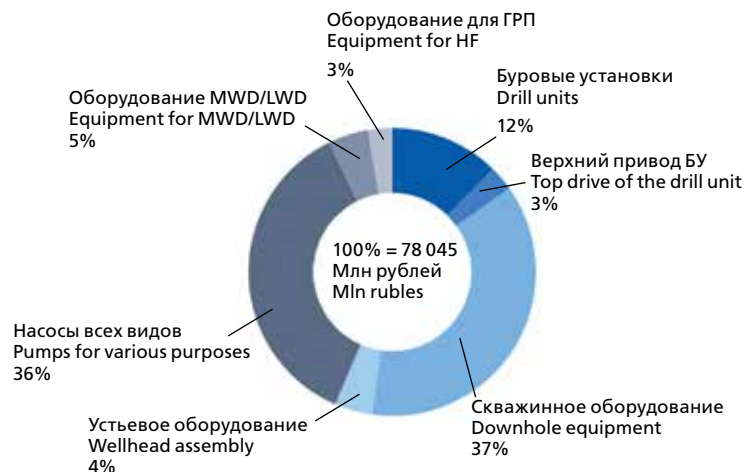
Наибольший по объему сегмент рынка нефтесервисного оборудования в России – скважинное оборудование – в денежном выражении с 2011 года увеличился на 40,2 млрд руб., до 78,0 млрд руб. (рис. 3). Наибольшую долю на рынке в нем в 2017 году занимали подвески хвостовиков – 40%, а самым быстрорастущим сегментом был рынок компоновок для МГРП – с 2011 года его доля выросла с 2 до 11%.

86% спроса в этом сегменте обеспечивали пять крупнейших ВИНК (рис. 4). Наибольший спрос приходится на «Роснефть» (30,0 млрд руб., 38%) и «Сургутнефтегаз» (19,4 млрд руб., 25%).

С 2011 года объем рынка пакеров, входящего в сегмент скважинного оборудования, в денежном выражении увеличился на 90% и составил в 2017 году 14,75 млрд руб. Наибольшую долю в региональной структуре в денежном выражении занимала Западная Сибирь (68%), однако наиболее быстрорастущим регионом была Восточная Сибирь – с 2011 года рынок пакеров в этом регионе вырос в 7,9 раз, до 778 млн руб. В денежном выражении крупнейшая доля рынка приходилась на неизвлекаемые пакеры для обсаженных стволов – 66%, тогда как в физическом выражении она составила 48%.

Рынок компоновок для МГРП с 2011 года увеличился в 10,4 раз и достиг в 2017 году 8,22 млрд руб. Наибольшую долю в региональной структуре занимала, как и в случае пакеров, Западная Сибирь – 75%.

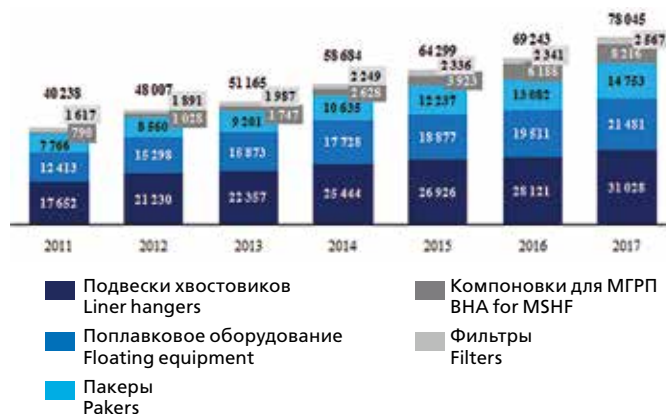
На рынке компоновок МГРП большую часть рынка в 2017 году занимали неуправляемые компоновки, однако их доля в денежном



Источник: анализ RPI
Source: RPI analysis

Рисунок 2 – Доли отдельных сегментов в общем объеме рынка нефтесервисного оборудования в 2017 году в денежном выражении, % от суммарного объема рынка

Figure 2 – Shares of individual segments in the total volume of the oilfield equipment market in 2017 in monetary terms, % of the total market volume



Источник: анализ RPI
Source: RPI analysis

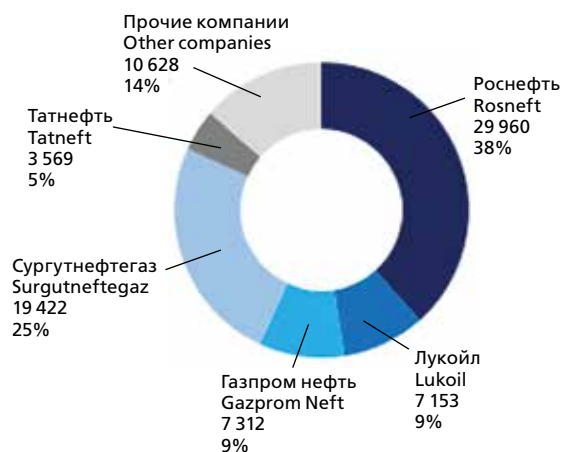
Рисунок 3 – Рынок скважинного оборудования в России в 2011–2017 годах в денежном выражении, млн руб.

Figure 3 – Downhole equipment market in Russia in 2011–2017 in cash terms, million rubles

Самым быстрорастущим сегментом был рынок компоновок для МГРП – с 2011 года его доля выросла с 2 до 11%.

The fastest growing segment was the BHA market for MSHF – from 2011 its share grew from 2 to 11%.

in monetary terms and amounted to 14.75 billion rubles in 2017. The largest share in the regional structure in monetary terms was occupied by Western Siberia (68%), however, Eastern Siberia was the fastest growing region – since 2011 the packer market in this region grew 7.9 times to 778 million rubles. In monetary terms, the largest market share was accounted for non-removable packers for cased holes – 66%, whereas in physical terms it was 48%. Since 2011, the BHA for MSHF market has increased



Источник: анализ RPI
Source: RPI analysis

Рисунок 4 – Рынок скважинного оборудования в 2017 году в разрезе заказчиков, млн руб., %

Figure 4 – Borehole equipment market in 2017 by customers, mln RUB, %

выражении (74%) оказалась ниже, чем в физическом (90%), в связи с высокой стоимостью управляемых компоновок.

Объем рынка подвесок хвостовиков с 2011 года увеличился на 76% и достиг 31,03 млрд руб. в 2017 году. В региональной структуре рынка подвесок хвостовиков крупнейшую долю занимала Западная Сибирь (24,4 млрд руб., 79%).

Объем рынка противопесочных фильтров и экранов в 2017 году в денежном выражении составил 2,57 млрд руб. Наибольшие доли в региональной структуре занимали Западная Сибирь (69%) и Волга-Урал (23%).

Рынок поплавок-оборудования с 2011 года увеличился на 73%, до 21,48 млрд руб. В региональной структуре лидировала Западная Сибирь (75%).

За 12 лет – 259% роста!

При построении прогноза рынка скважинного оборудования в 2018–2030 годах нами были учтены следующие факторы:

- прогнозная динамика объемов бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин;
- прогноз объемов бурения наклонно-направленных и горизонтальных боковых стволов;
- прогнозные данные об объемах проведения ГРП и МГРП;
- прогноз объемов капитальных ремонтов скважин;

На рынке компоновок МГРП большую часть рынка в 2017 году занимали неуправляемые компоновки, однако их доля в денежном выражении (74%) оказалась ниже, чем в физическом (90%), в связи с высокой стоимостью управляемых компоновок.

In the BHA for MSHF market, the majority of the market in 2017 had unmanaged BHAs, but their share in monetary terms (74%) was lower than in physical terms (90%) due to the high cost of the managed ones.

10.4 times and reached 8.22 billion rubles in 2017. The largest share in the regional structure was occupied, as in the case of packers, by Western Siberia – 75%.

In the BHA for MSHF market, the majority of the market in 2017 had unmanaged BHAs, but their share in monetary terms (74%) was lower than in physical terms (90%) due to the high cost of the managed ones.

The volume of the liner hanger market since 2011 has increased by 76% and reached 31.03 billion rubles. In the regional structure of the liner hanger market, the largest share was occupied by Western Siberia (24.4 billion rubles, 79%).

The volume of the market of sand filters and screens in 2017 in monetary terms amounted to 2.57 billion rubles. The largest shares in the regional structure were occupied by Western Siberia (69%) and Volga-Ural (23%).

Since 2011, the float equipment market has increased by 73% to 21.48 billion rubles. Western Siberia was the leader in the regional structure (75%).

For 12 years – 259% growth!

When building a forecast of the downhole equipment market in 2018–2030. We took into account the following factors:

- forecast dynamics of drilling of directional and horizontal wells;
- forecast of drilling volumes of directional and horizontal sidetracks;
- forecast data on the volume of singlestage and multistage hydraulic fracturing operations;
- forecast of the volume of well workover;
- technological and market trends in the equipment market.

The study showed that the main drivers of this

market in the years 2018–2030 will be:

- increase in the number of production wells entered;
- an increase in the number of sidetracking operations (including the construction of horizontal sidetracks);
- increase in the number of hydraulic fracturing operations.

The main reason for the increase in production wells in 2018–2030 will be a growth in production drilling in the depleted fields of Western Siberia in order to curb the decline in production there. However, the annual growth rate of the input of production wells in 2018–2030. will be reduced, and by 2030 this figure will be less than 1%. Until 2024–2025, oil producers will develop new large fields

- технологические и рыночные тренды на рынке оборудования.

Исследование показало, что основными драйверами этого рынка в 2018–2030 годах станут:

- рост количества вводимых эксплуатационных скважин;
- увеличение числа операций ЗБС (в том числе строительства БГС);
- рост числа операций ГРП.

Основной причиной увеличения ввода эксплуатационных скважин в 2018–2030 годах станет рост эксплуатационного бурения на истощенных месторождениях Западной Сибири с целью сдерживания падения добычи на них. Однако темпы годового прироста ввода эксплуатационных скважин в 2018–2030 годах сократятся, и к 2030 году этот показатель составит менее 1%. До 2024–2025 годов нефтяники будут осваивать новые крупные месторождения в Восточной Сибири, в связи с чем в регионе увеличатся объемы эксплуатационного бурения. Доля горизонтального бурения к 2030 году достигнет 70%.

В 2018–2030 годах годовое количество операций ЗБС будет расти, но темпы роста этого рынка значительно сократятся по сравнению с предыдущим десятилетием. В перспективе до 2030 года темпы роста числа ЗБС не превысят 11% в год, а его среднегодовое значение составит 5,2%. К 2030 году количество операций ЗБС достигнет уровня в 6,5 тыс., что на 82% превышает аналогичный показатель 2017 года.

В настоящее время доля БГС в общем количестве операций ЗБС равна в среднем по стране 56%. В будущем этот метод ЗБС станет еще более распространенным и достигнет доли в 65% в ближайшее десятилетие.

В среднесрочной перспективе, до 2024 года, прогнозируется рост количества операций ГРП на новых скважинах, что вызвано в первую очередь ростом таких операций на новых ГС, а также увеличением доли ГРП на наклонно-направленных скважинах до 85% к 2030 году. С 2025 года ожидается снижение количества ГРП на новых скважинах. Это произойдет на фоне роста количества МГРП – данный метод будет становиться все более востребованным.

В 2018–2030 годах ГРП на переходящем фонде скважин будет иметь отрицательную динамику со среднегодовым падением на 1,4% и к 2030 году снизится до 6,6 тыс. операций. Уменьшение

В среднесрочной перспективе, до 2024 года, прогнозируется рост количества операций ГРП на новых скважинах, что вызвано в первую очередь ростом таких операций на новых ГС, а также увеличением доли ГРП на наклонно-направленных скважинах до 85% к 2030 году.

In the medium term, until 2024, an increase in the number of hydraulic fracturing operations on new wells is predicted, which is primarily due to the growth of such operations on new wells, as well as an increase in the share of hydraulic fracturing on directional wells to 85% by 2030.

in Eastern Siberia, in connection with which the volume of production drilling will increase in the region. The share of horizontal drilling will reach 70% by 2030. In the years 2018–2030 the annual number of sidetracking operations will grow, but the growth rate of this market will decline significantly compared with the previous decade. In the future, until 2030, the growth rates of the number of anti-aircraft systems will not exceed 11% per year, and its average annual value will be 5.2%. By 2030, the number of sidetracking operations will reach 6.5 thousand, which is 82% more than in 2017.

At present, the share of horizontal sidetracking in the total number of

sidetracking operations is equal in national average to 56%. In the future, this sidetracking method will become even more common and will reach a share of 65% in the coming decade

In the medium term, until 2024, an increase in the number of hydraulic fracturing operations on new wells is predicted, which is primarily due to the growth of such operations on new wells, as well as an increase in the share of hydraulic fracturing on directional wells to 85% by 2030. From 2025, a decrease in the number of hydraulic fracturing on new wells is expected. This will happen against the background of an increase in the number of MSHFs – this method will become more and more popular.

In the years 2018–2030 hydraulic fracturing at the rolling stock of wells will have a negative trend with an average annual decline of 1.4%, and by 2030 will drop to 6.6 thousand operations. The decrease in the number of hydraulic fracturing operations is associated with a drop in their efficiency, caused by a decrease in the number of candidate wells for hydraulic fracturing and an increase in repeated hydraulic fracturing, which will lead to an increase in the water cut.

The multi-stage hydraulic fracturing segment will demonstrate positive dynamics along with the continuing growth of the horizontal drilling and drilling markets, increasing the share of hard-to-recover reserves in the resource base and increasing technical and technological solutions. In the years 2018–2030 the share of multiple fracturing operations in the total number of fracturing operations will

количества операций ГРП связано с падением их эффективности, вызванным снижением количества скважин-кандидатов для ГРП и увеличением повторных ГРП, которые будут приводить к росту обводненности нефти.

Сегмент многостадийных ГРП продемонстрирует положительную динамику вместе с продолжающимся ростом рынков горизонтального бурения и бурения БГС, увеличением доли трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) в ресурсной базе и усложнением технико-технологических решений. В 2018–2030 годах доля МГРП в совокупном количестве операций ГРП будет поступательно возрастать и в итоге достигнет 41%.

Описанное выше опережающее развитие технологий горизонтального бурения эксплуатационных скважин, зарезки БГС и проведения МГРП станет причиной интенсивного роста рынков оборудования, обеспечивающего применение этих технологий, в частности MWD/LWD и компоновок МГРП (в том числе управляемых).

В результате к 2030 году рынок скважинного оборудования в России увеличится на 242,7 млрд руб. и составит 320,7 млрд рублей (рис. 5). Наиболее быстрорастущим сегментом окажется рынок компоновок для МГРП со среднегодовым ростом 23%. Его доля к 2030 году возрастет до 37%, вторым по объемам станет рынок подвесок хвостовиков – 32%.

Наиболее динамично развивающимся видом оборудования в сегменте скважинного оборудования в 2018–2030 годах будут компоновки МГРП. Это явится следствием:

- увеличения в целом числа операций МГРП;
- ростом доли применения дорогостоящих управляемых компоновок.

Рынок пакеров в денежном выражении к 2030 году вырастет в 3,1 раза и составит 46,2 млрд руб. Почти 60% этого роста обеспечит увеличение рынка Западной Сибири, 23% – Восточной.

В денежном выражении 46% рынка (21,2 млрд руб.) в 2030 году будет приходиться на пакеры для открытых стволов. В физическом выражении эта доля окажется больше – 69%.

Несмотря на рост доли более дешевых пакеров для открытых стволов, рынок пакеров в денежном выражении к 2030 году увеличится существеннее, чем в физическом, что вызовет рост удельной стоимости оборудования.



Источник: анализ RPI
Source: RPI analysis

Рисунок 5 – Прогноз рынка скважинного оборудования в России в 2017–2030 годах в денежном выражении, млрд руб.

Figure 5 – Forecast of the downhole equipment market in Russia in 2017–2030 in monetary terms, billion rubles

progressively increase and will eventually reach 41%.

The above-described advancing development of horizontal drilling of production wells, sidetracking and conducting multistage hydraulic fracturing will lead to an intensive growth of the equipment market, ensuring the application of these technologies, in particular MWD/LWD and multistage hydraulic fracturing units (including managed ones).

As a result, by 2030 the downhole equipment market in Russia will increase by 242.7 billion rubles, and will amount to 320.7 billion rubles (Figure 5). The fastest growing segment will be the BHA for MSHF market with an average annual growth of 23%. By 2030, its share will increase to 37%, the second in terms of volumes will be the shank lier hanger market – 32%.

The most dynamically developing type of equipment in the downhole equipment segment in 2018–2030 will be the BHAs of the multiple hydraulic fracturing. This will result from:

- an increase in the total number of MSHF operations;
- an increase in the use of expensive, manageable BHAs.

The packer market in monetary terms will grow 3.1 times by 2030 and will amount to 46.2 billion rubles. Almost 60% of this growth will provide an increase in the market of Western Siberia, 23% – Eastern. In monetary terms, 46% of the market (21.2 billion rubles) in 2030 will be packaged for open

Наиболее динамично развивающимся видом оборудования в сегменте скважинного оборудования в 2018–2030 годах будут компоновки МГРП.

The most dynamically developing type of equipment in the downhole equipment segment in 2018–2030 will be the BHAs of the multiple hydraulic fracturing.

Рынок компоновок для МГРП к 2030 году вырастет более чем в 14 раз, до 117,0 млрд рублей. Ключевым драйвером роста рынка, помимо увеличения количества операций и стадий МГРП, станет рост средней стоимости единицы оборудования. Доля управляемых компоновок на рынке в денежном выражении в 2030 году достигнет 72% (в физическом – 50%), что связано с их высокой стоимостью, в физическом выражении она составит 20,3 млн рублей.

Объем рынка подвесок хвостовиков в денежном выражении увеличится в 3,3 раза, до уровня в 101,5 млрд руб. Опережающие темпы прироста рынка в финансовом исчислении по сравнению с увеличением рынка в физическом выражении связаны с возрастанием средней цены единицы оборудования на 72% к 2030 году. Это станет результатом в первую очередь усложнения технологических решений при производстве подвесок хвостовиков (оборудование для более сложных и глубоких скважин, подвески с вращением).

Рынок фильтров к 2030 году вырастет в 1,7 раза, до 6,2 млрд руб. В этот период средняя стоимость фильтра увеличится на 69% на фоне инфляции и роста доли более дорогих фильтров с лучшими качественными характеристиками, а также внедрения набухающих фильтров, не теряющих свои фильтрационные свойства в течение длительного промежутка времени.

Рынок поплавкового оборудования в денежном выражении к 2030 году возрастет в 2,3 раза, до 49,9 млрд руб., а средняя стоимость единицы оборудования увеличится на 65%, до 3,3 млн руб.

Приведенные выше прогнозы имеют существенное ограничение: они не учитывают, что в структуру рынка скважинного оборудования до 2030 года с большой степенью вероятности могут войти новые технологически сложные и дорогие виды оборудования, в частности, связанные с внедрением в повседневную практику интеллектуальных скважин и месторождений. В этом случае представленные прогнозы окажутся весьма сдержанными, а перспективы входа на этот рынок еще более заманчивыми.

Аналитический отчет «Скважинное и устьевое оборудование: комплексный анализ рынка, ключевые игроки, прогноз до 2030 года» выпущен компанией RPI. По вопросам, связанным со статьей и отчетом, обращайтесь по телефонам: +7(495) 502-54-33, +7 (495) 778-93-32, e-mail: research@rpi-research.com www.rpi-consult.ru

barrels. In physical terms, this proportion will be greater – 69%.

Despite the increase in the share of cheaper packers for open tracks, the packer market in monetary terms will increase more significantly by 2030 than in physical, which will cause an increase in the unit cost of equipment.

By 2030, the BHA for MSHF market will grow by more than 14 times, to 117.0 billion rubles. The key driver of market growth, in addition to the increase in the number of operations and stages of MSHF, will be the increase in the average cost of a piece of equipment. The share of managed BHAs on the market

in monetary terms in 2030 will reach 72% (in physical – 50%), which is due to their high cost, in physical terms, it will be 20.3 million rubles.

The size of the liner hanger market in monetary terms will increase 3.3 times, to a level of 101.5 billion rubles. The outpacing rates of market growth in financial terms as compared with the market growth in physical terms are associated with an increase in the average price of a piece of equipment by 72% by 2030. This will result primarily from the complication of technological solutions in the production of liner hangers (equipment for more complex and deeper wells, rotary hangers).

The filter market will grow by 1.7 times by 2030, to 6.2 billion rubles.

During this period, the average cost of the filter will increase by 69% amid inflation and a growing share of more expensive filters with better quality characteristics, as well as the introduction of swelling filters that do not lose their filtration properties for a long period of time.

The market for float equipment in monetary terms will increase 2.3 times by 2030, to 49.9 billion rubles, and the average unit cost of equipment will increase by 65%, to 3.3 million rubles.

The above forecasts have a significant limitation – they do not take into account that the structure of the downhole equipment market until 2030 is likely to include new technologically complex and expensive types of equipment, in particular, related to the introduction of intelligent wells and fields into daily practice. In this case, the presented forecasts will be very restrained, and the prospects for entering this market are even more attractive.

Ключевым драйвером роста рынка, помимо увеличения количества операций и стадий МГРП, станет рост средней стоимости единицы оборудования.

The key driver of market growth, in addition to the increase in the number of operations and stages of MSHF, will be the increase in the average cost of a piece of equipment.

The analytical report "Well and wellhead equipment: a comprehensive analysis of the market, key players, forecast to 2030" was released by RPI. For questions related to the article and report, please call: +7(495) 5025433, +7 (495) 7789332, e-mail: research@rpi-research.com www.rpi-consult.ru

НОВЫЕ ВЫЗОВЫ

ООО «Пакер Сервис» положительно оценивает результаты прошедшего 2018 года. Несмотря на непростую экономическую составляющую в нефтесервисном секторе, ООО «Пакер Сервис» идет по пути дальнейшего развития как наращиванием количества оборудования, персонала, расширения спектра услуг, так и технологическим и интеллектуальным развитием.

Расширяется присутствие ООО «Пакер Сервис» на сервисном рынке и охват оказания услуг в отдаленных автономных регионах Восточной Сибири, Ненецкого АО, Республики Коми и пр.

Работа в ближнем зарубежье (Казахстан, Беларусь, Азербайджан, Узбекистан) позволила ООО «Пакер Сервис» стать международной сервисной компанией и выйти на новый для себя уровень как по качеству оказываемых услуг, так и уровню международных требований по безопасности и обученности персонала.

Развитие услуг в области заканчивания скважин позволило оказывать комплексные услуги своим заказчикам под ключ. Высокотехнологичное заканчивание горизонтальных скважин с проведением многостадийного ГРП – это

подход, востребованный нашими заказчиками, и ООО «Пакер Сервис» идет по пути развития данного направления и адаптации под сложные геологические условия.

Продукция, производимая ООО «Пакер Тулз» (производственная площадка ООО «Пакер Сервис»), также динамично развивается и покрывает потребности как самой управляющей компании, так и сторонних компаний. Заказы и масштабы производства позволили выйти на самодостаточный уровень. Продукция ООО «Пакер Тулз» поставляется международным нефтесервисным компаниям как на территории РФ, так и в ближнем зарубежье, что позволило оценить качество оборудования, соответствующего всем международным требованиям.

Портфель заказов на 2019 год и последующий период позволяет ООО «Пакер Сервис» с оптимизмом оценивать, развивать, реализовывать и инвестировать как в развитие текущих проектов, так и в потенциале открывать новые сервисные линии, производственные площадки, инвестиционные проекты.



КУРС – НА БУРОВУЮ БУДУЩЕГО! ON THE PATH LEADING TO THE DRILLING FUTURE

Завершающим мероприятием 19-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы», проходившей 8–9 ноября 2018 года в Москве, стала дискуссия «Нефтегазовый сервис нового времени», в процессе которой ее участники высказали свое мнение о перспективных направлениях развития российского нефтегазового сервиса. Наиболее интересные моменты обсуждения мы предлагаем вниманию читателей.

Константин Бурдин, к. т. н., главный инженер департамента по ремонту скважин с ГНКТ компании «Шлюмберже»: «За два дня конференции мы получили информацию о ряде новых технологий и применений готовых инструментов. Тенденции развития отрасли очертил в своем докладе С. Симаков. А именно: скважины становятся все глубже, увеличивается



Константин Бурдин
Konstantin Burdin

На сегодняшний день колтюбинговая технология уже доказала свою эффективность и вышла на тот уровень, когда с ее помощью сделалось возможным заменить полный цикл создания скважины – от начала строительства до ввода в эксплуатацию.

To date, coiled tubing technology has already proven its effectiveness and reached the level when it made it possible to replace the full cycle of creating a well – from the start of construction to commissioning.

диаметр ГНКТ и мощность оборудования. Общий тренд понятен: развитие идет в сторону МГРП. Но мое личное мнение: колтюбинговые технологии в обозримом будущем имеют все шансы заменить полный цикл строительства скважин – от бурения до ГРП. Прежде всего речь идет о комбинированных станках, способных бурить с поверхности, затем спускать на той же гибкой трубе компоновку для МГРП, проводить многостадийный ГРП через ГНКТ и осваивать скважину. По сути дела, это и есть та самая буровая будущего, о которой сегодня говорят на всех профессиональных площадках мира. Каковы преимущества, которые мы хотим видеть в буровой будущего? Прежде всего, это полная автоматизация, когда ручной труд используется только для того, чтобы подбить гайку или открыть фонтанную арматуру.

The final event of the 19th International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference, held on November 8–9, 2018 in Moscow, was the discussion “Oil and gas service of new time”, during which its participants expressed their views on promising areas development of the Russian oil and gas service. We bring to the attention of the readers the most interesting moments of the discussion.

Konstantin Burdin, PhD in Engineering, Chief Engineer of CT Operations Department, Schlumberger: During the two days of the conference, we received information on a number of new technologies and applications of finished tools. S. Simakov outlined the development trends of the industry in his report. Namely: the wells become deeper, the diameter of the coiled tubing and the power of the equipment

increase. The general trend is clear: the development is in the direction of the multi-stage grouping campaign. But my personal opinion: In the foreseeable future, coiled tubing technologies have every chance to replace the full cycle of well construction – from drilling to hydraulic fracturing. First of all, we are talking about combined machines, capable of drilling from the surface, then lowering the compaction for MSHF on the same coiled tubing, conducting a multi-stage hydraulic fracturing through the CT and mastering the well. In fact, this is the very drilling of the future, which

today is spoken of at all professional sites of the world. What are the advantages we want to see in the future? First of all, it is full automation, when manual labor is used only to tuck a nut or open a tree. To date, coiled tubing technology has already proven its effectiveness and reached the level when it made it possible to replace the full cycle of creating a well – from the start of construction to commissioning.

Sergey Simakov, Well Intervention Manager of the Integrated Solutions Department for HRV of the Design and Functional Support Unit for the assets, Gazpromneft NTC LLC: The presentations showed a lot of trend technologies, and the task is to group them in terms of significance. As for the coiled tubing technologies, their development is seen in close connection with

На сегодняшний день колтюбинговая технология уже доказала свою эффективность и вышла на тот уровень, когда с ее помощью сделалось возможным заменить полный цикл создания скважины – от начала строительства до ввода в эксплуатацию».

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

«В презентациях было показано много трендовых технологий, и стоит задача их сгруппировать с точки зрения значимости. Что касается колтюбинговых технологий, то их развитие видится в тесной связи с муфтами МГРП. Почему именно с муфтами? Потому что, как показывает широкий опыт коллег, здесь мы имеем возможность повторного подхода к портам ГРП, можем открывать/закрывать их, снова проводить операции с этими портами, скажем, через год. Мы в течение полугода имели дело с такими портами, и они работали как часы. Если же речь пойдет о более длительном периоде, то тут нужно понимать, что уже можно столкнуться с негативным воздействием геологических условий, коррозии металла или еще каких-либо факторов. Это очень важный момент, который не следует упускать из виду. А эффект от конкретного позиционирования при закачке ГРП нам способны показать маркеры. Маркерные технологии – это еще одно важное направление развития».

Антон Бокор, компания «Шлюмбергер»: «Мой прогноз по ГНКТ: отрасль будет стагнировать до тех пор, пока не случится технологический прорыв либо не будут массово применяться многопортовые ГРП с задвижными муфтами либо другие прорывные технологии. Других вариантов просто нет. На рынке промывок и фрезерования будут оставаться небольшие компании, которые станут довольствоваться малым и ничего технологически серьезного сделать не смогут. По большому счету высокотехнологичного рынка ГНКТ уже не существует, если не принимать во внимание компании «большой четверки». Да и «Шлюмбергер» на самом деле чувствует себя довольно тяжело. Рост показывают почти исключительно только мелкие компании, которые занимаются промывками и фрезерованием. Но они, к сожалению, ничего другого делать не умеют».

Камиль Каримов, директор по развитию бизнеса, ООО «Пакер Сервис»: «Я бы не стал говорить о стагнации рынка. Это текущий момент: рынок так сформировался. Но хотел бы обратить ваше внимание на некоторые проблемы, в частности, на то, что в России наблюдается перекос в наращивании флотов ГНКТ

the MSHF sleeves. Why precisely with frac sleeves? Because, as the wide experience of our colleagues shows, here we have the opportunity to re-approach the hydraulic fracturing ports, we can open/close them, again conduct operations with these ports, say, in a year. We have dealt with such ports for six months, and they worked like a clock. If we are talking about a longer period, then we need to understand that we

can already face the negative impact of geological conditions, metal corrosion or any other factors. This is a very important point that should not be overlooked. And the effect of a particular positioning during

the injection of hydraulic fracturing is able to show markers. Marker technology is another important direction of development.

Anton Bokor, Schlumberger:

My prediction on coiled tubing: The industry will stagnate until a technological breakthrough occurs or the multi-port hydraulic fracturing with sliding sleeves or other breakthrough technologies are massively applied. There are no other options. Small companies will remain in the cleanout and milling market, which will be grateful for small favours and will not be able

to do anything technologically serious. By and large, the high-tech market of coiled tubing is no longer exists, if you do not take into account the companies of the "big four". Yes, Schlumberger, in fact, also feels quite hard. Growth is shown almost exclusively by small companies that are engaged in cleanout and milling. But they, unfortunately, do not know how to do anything else.

Kamil Karimov, Business Development Director, Packer Services: I would not talk about the stagnation of the market. This is the current moment: The market is so formed. But I would like to draw your attention to some problems, in particular, to the fact that in Russia there is a bias in the growth of CT fleets compared to frac fleets. Based on our analytics, the ratio here is 3: 1, that is, the number of fleets of CT is three times the number of fleets of hydraulic fracturing, which is contrary to international practice, where the ratio is 1: 1 or the number of fleets of hydraulic fracturing even exceeds the number of fleets of CT. This situation is influenced by many factors, primarily external (sanctions, exchange rate difference, etc.), to which the Russian market has responded by actively increasing the capacity of the CT. But the need for hydraulic fracturing is also growing. I hope that the imbalance in the number of equipment for hydraulic fracturing

Что касается колтюбинговых технологий, то их развитие видится в тесной связи с муфтами МГРП.

As for the coiled tubing technologies, their development is seen in close connection with the MSHF sleeves.



по сравнению с флотами ГРП. Исходя из нашей аналитики, коэффициент здесь 3:1, то есть число флотов ГНКТ в три раза превышает число флотов ГРП, что противоречит международной практике, где соотношение 1:1 либо количество флотов ГРП даже превышает количество флотов ГНКТ. На данную ситуацию влияет множество факторов, прежде всего внешних (санкции, курсовая разница и т.п.), на которые российский рынок отреагировал активным наращиванием мощностей ГНКТ. Но потребность в ГРП тоже растет. Надеюсь, что дисбаланс по количеству оборудования для ГРП исправится и мы будем наблюдать положительную динамику. Наша компания достигла определенного предела в развитии ГНКТ, и сейчас для нас настало время не «наращивания мышц», а технологического развития, именно интеллектуального, когда на первый план выходит эффективность использования оборудования, адаптация его возможностей под существующие потребности заказчиков, применения новых технологических решений».

Владимир Губанов, ведущий научный сотрудник НОЦ «Промысловая химия» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина: «Хотелось бы напомнить, что большинство процессов, которые осуществляются на промыслах, предваряют лабораторные эксперименты. В частности, процессы ГРП. Как известно, множество проблем возникает при выборе компонентов жидкости-носителя, ряд вопросов нужно решать и при проведении самого гидроразрыва. Я понимаю, что физическое моделирование процесса ГРП – чрезвычайно сложная задача, предполагающая массу критериев подобия, но хотелось бы, чтобы теория и практика физического моделирования получала достойное развитие, в том числе в публикациях на страницах отраслевых изданий».

Иван Лесь, заместитель начальника службы ГНКТ ООО «Пакер Сервис»: «Мое мнение: основное направление дальнейшего развития – это, конечно, рефракты. Заслуживает внимания способ проведения повторных ГРП в тех хвостовиках, которые активированы шарами, когда есть возможность их открытия, локализации, проведения в них дополнительных ГРП и т.п. Ну а что касается непосредственно оборудования для нефтесервисной отрасли, то я думаю, что эти же хвостовики будут совершенствоваться, становиться более протяженными, получать более сложный профиль».

Рафис Шарипов, руководитель департамента ГНКТ, «Везерфорд»: «У нас тоже есть ощущение стагнации отрасли. Здесь много факторов влияет: и санкции, и экономика, и особенности развития колтюбинга в России. Количество установок у сервисных компаний за последние годы значительно

Настало время не «наращивания мышц», а технологического развития, именно интеллектуального, когда на первый план выходит эффективность использования оборудования.

Now the time has come for us to develop technologically, specifically intellectual, when the effectiveness of using equipment, adapting its capabilities to existing needs of customers, and applying new technological solutions come to the fore.



Камиль Каримов
Kamil Karimov

will be corrected, and we will observe a positive trend. Our company has reached a certain

limit in the development of coiled tubing, and now the time has come for us not to build muscle, but to develop technologically, specifically intellectual, when the effectiveness of using equipment, adapting its capabilities to existing needs of customers, and applying new technological solutions come to the fore.

Vladimir Gubanov, Leading Researcher of the Scientific-Educational Center “Commercial Chemistry” of the Gubkin Russian State University of Oil and Gas: I would like to remind you that most of the processes that are carried out in the oilfields are preceded by laboratory experiments. In particular, hydraulic fracturing processes. As you know, a lot of problems arise when choosing the components of the carrier fluid, a number of issues need to be addressed during the fracturing itself. I understand that the physical modeling of the hydraulic fracturing process is an extremely complex task, involving a lot of similarity criteria, but I would like the theory and practice of physical modeling to receive a decent development, including in publications on the pages of industry publications.

Ivan Les, Deputy Head of the CT Service, Packer Service: My opinion: The main direction of further development is, of course, refracks. The method of conducting repeated hydraulic fracturing in shanks that are activated by balls when there is a possibility of their opening, localization, carrying out additional hydraulic fracturing, etc. deserves attention. As for the equipment for the oilfield service industry, I think that these same shanks will be improved, become longer, get a more complex profile.

Rafis Sharipov, Head of CT Department, Weatherford: We also have a sense of stagnation in the industry. There are a lot of factors here: sanctions, economics, and development of coiled tubing in Russia. The number of units at service companies in recent years has increased significantly, and, accordingly, prices for standard work have fallen.

выросло, и, соответственно, упали цены на стандартные работы. Промывки и фрезерования еще пару лет назад стоили процентов на 20–30 дороже. И санкции влияют. Завозить иностранное оборудование стало очень проблематично и дорого».

Алексей Байрамов, заместитель генерального директора по развитию службы ГНКТ, ООО «Пакер Сервис»: «Были подняты очень интересные вопросы, касающиеся флотов ГНКТ. Что ждет отрасль: стагнация, уменьшение числа бригад ГНКТ? Главная проблема в том, что цены идут вниз, соответственно, качество от этого ухудшается. В компании «Пакер Сервис» намечается оптимизация процессов – не наращивание мощности, а именно оптимизация, выход на новые технологии, которыми можно заинтересовать заказчика. Стандартными работами (промывками, фрезерованиями, даже с полнопроходными муфтами) уже никого не удивишь. Надо двигаться дальше – в интегрированные проекты и, соответственно, осваивать новые технологии, в том числе бурение на ГНКТ. Такое движение может стать дополнительным стимулом развития ГНКТ. Что касается стандартных работ, то я согласен с высказанным рядом участников конференции мнением, что этот рынок сейчас переживает определенную стагнацию и необходимо идти в развитие бизнеса».

Павел Егоров, д. т. н., генеральный директор по России и странам СНГ, SHINDA: «Я полностью поддерживаю К. Бурдина во мнении, что колтюбинговые технологии сегодня вышли на путь, ведущий к буровой будущего. Доклад, который наша компания представила на конференции, находится как раз в этом контексте. Большинство производителей ГНКТ, как правило, выпускают собственно гибкие трубы. Мы же видим перспективы развития колтюбинговой технологии в усложнении конструкции самой гибкой трубы, оснащении ее дополнительными опциями. В этом направлении мы работаем, вкладываем свои знания, умения, инвестиции. Как мне кажется, в ближайшей перспективе – автоматизация, о которой говорил К. Бурдин, и переход на полный цикл использования колтюбинговых установок в процессе «от начала и до конца» строительства скважины приведут к тому, что сами гибкие трубы станут сложнее, чем просто стальные гибкие штуки, которые гнутся. Будущее колтюбинга – это труба в трубе, труба с запасованным кабелем, многоканальные гибкие

Надо двигаться дальше – в интегрированные проекты и, соответственно, осваивать новые технологии, в том числе бурение на ГНКТ. Такое движение может стать дополнительным стимулом развития ГНКТ.

It is necessary to move on – in integrated projects and, accordingly, to master new technologies, including drilling on coiled tubing.

Cleanout and milling a couple of years ago cost 20–30 percent more. And sanctions affect. It has become very problematic and expensive to import foreign equipment.

Alexey Bayramov, Deputy General Director for Development of the CT Service, Packer Service LLC: Very interesting questions were raised regarding the fleets of the CT. What awaits the industry: stagnation, decrease in the number of CT crews? The main problem is that prices are going down, respectively, the quality deteriorates. In the Packer Service company, optimization of the processes is planned – not power buildup, namely, optimization, access to new technologies that can interest the customer. Standard works (cleanout, milling, even with full bore couplings) will not surprise anyone. It is necessary to move on – in integrated projects and, accordingly, to master new technologies, including drilling on coiled tubing. Such a movement may be an additional stimulus for the development of CT. As for standard works, I agree with the opinion expressed by a number of conference participants that this market is currently experiencing a certain stagnation, and it is necessary to go into business development.

Pavel Egorov, Doctor of Technical Sciences, General Director for Russia and CIS countries, SHINDA: I fully support K. Burdin in the opinion that coiled tubing technologies have now embarked on the path leading to the drilling future. The report that our company presented at the conference is in this context. Most manufacturers of coiled tubing, as a rule, actually produce the tubing. We see the prospects for the development of coiled tubing technology in complicating the design of the most tubing, equipping it with additional options. We are working in this direction, investing our knowledge, skills and investments. It seems to me that in the near future, the automation that K. Burdin spoke about, and the transition to the full cycle of using coiled tubing units in the “from beginning to end” process of well construction will lead to the fact that the tubes

Мы же видим перспективы развития колтюбинговой технологии в усложнении конструкции самой гибкой трубы, оснащении ее дополнительными опциями.

We see the prospects for the development of coiled tubing technology in complicating the design of the most tubing, equipping it with additional options.



Павел Егоров
Pavel Egorov

трубы, капиллярные трубы и шлангокабели различной компоновки, предназначенные для решения конкретных задач. Именно такие системы компания SHINDA в настоящее время развивает и продвигает на российском рынке. Надеюсь, что они быстро найдут применение, прежде всего благодаря партнерству с компаниями, производящими колтюбинговое оборудование и входные-выходные (connect) устройства».

Ирек Фаттахов, начальник отдела организации работ по ПНП управления по ремонту скважин и ПНП, ПАО «Татнефть»: «Я хочу выступить с точки зрения заказчиков нефтесервисных услуг. Мы рассматриваем колтюбинговые технологии в первую очередь, как один из перспективных способов снижения затрат. Много говорится об интеллектуальных скважинах и различных смарт-обработках, однако реалии сегодняшнего дня диктуют необходимость существенного сокращения, оптимизации затрат. Наша компания работает в этом направлении, но пока не буду раскрывать все секреты. Мы хотим видеть колтюбинг завтрашнего дня в качестве эффективного, оптимального и относительно доступного способа работы со скважинами, их стимуляции и дальнейшего повышения их эффективности. Надеюсь, что на одной из предстоящих конференций, возможно, уже на следующей, мы покажем свои наработки и осветим их не только со стороны сервисников, но и со стороны заказчиков».

Игорь Васильев, менеджер по специальным проектам, Air Liquide, LLC: «Я являюсь представителем французской компании, производящей промышленные газы. В чем мы сегодня видим перспективы? В возможном увеличении количества внутрискважинных операций с применением азота. Такая тенденция сегодня уже прослеживается в России, ее широко распространяет, в частности, компания «Шлюмберге». Перспективно также применение современного компрессорного оборудования, бустеров, насосов, а также использование инновационных реагентов, которые наша компания собирается предложить российскому рынку».

Кен Ньюман, президент, ATHENA Engineering Services, США: «Данной аудитории известно, что я посвятил работе с колтюбингом большую часть своей карьеры. Многие из вас еще не родились, когда я уже работал с



Ирек Фаттахов
Irek Fattakhov

Мы хотим видеть колтюбинг завтрашнего дня в качестве эффективного, оптимального и относительно доступного способа работы со скважинами, их стимуляции и дальнейшего повышения их эффективности.

We want to see tomorrow's coiled tubing as an effective, optimal and relatively affordable way to work with wells, stimulate them and further improve their efficiency.

themselves will become more complicated than just steel flexible things that bend. The future of coiled tubing is a tube in a tube, a tubing with a stocked cable, multi-channel coiled tubing, capillary tubes and various-shaped umbilicals designed to solve specific problems. It is these systems that SHINDA is currently developing and promoting in the Russian market. I hope that they will quickly find application; first of all, thanks to the partnership with companies producing coiled tubing equipment and input-output (connect) devices.

Irek Fattakhov, Head of the Department of Organization of Work on the EOR of the Department of Well Repair and the EOR, TATNEFT: I want to speak from the point of view of customers of oilfield services. We consider coiled tubing technologies, first of all, as one of the promising ways to reduce costs. Much has been said about smart wells and various smart treatments, but the realities of today dictate the need for substantial reductions and cost optimization. Our company is working in this direction, but for now, I will not reveal all the secrets. We want to see tomorrow's coiled tubing as an effective, optimal and relatively affordable way to work with wells, stimulate them and further improve their efficiency. I hope that at one of the upcoming conferences, perhaps already at the next one, we will show our achievements and highlight them not only from the service personnel, but also from the customers.

Igor Vasiliev, Special Projects Manager, Air Liquide, LLC: I am a representative of a French company producing industrial gases. What are our perspectives today? In a possible increase in the number of downhole operations using nitrogen. Such a trend is already being traced in Russia today, it is widely distributed, in particular, by Schlumberger. It is also promising to apply modern compressor equipment, boosters, pumps, as well as the use of innovative reagents that our company intends to offer the Russian market.

Ken Newman, P.E. President, ATHENA Engineering Services, USA: The audience is aware that I have dedicated most of my career to working with coiled tubing. Many of you were not born yet when I was already working with a coiled tubing. I would not want to make a negative in our discussion, but I should somewhat cool down your ardor. In 1992, when I worked in Paris at Schlumberger, we set up a working group to study the possibilities of using coiled tubing for drilling wells from the surface. We have drilled several such wells and concluded that the coiled tubing during drilling has one huge disadvantage:

гибкой трубой. Я бы не хотел вносить негатив в наше обсуждение, но должен несколько охладить ваш пыл. В 1992 году, когда я работал в Париже в компании «Шлюмберже», мы создали рабочую группу по изучению возможностей применения колтюбинга для бурения скважин с поверхности. Нами было пробурено несколько таких скважин, и пришли к выводу, что гибкая труба при бурении имеет один очень большой недостаток: мы не можем ее вращать. Это влечет за собой ряд негативных последствий, поскольку увеличивается возможность застреваний, прихватов. Еще одна проблема: не столь успешно идет очистка уже пробуренного ствола. Кроме того, без вращения не всегда удастся правильно выйти на горизонт. Я не думаю, что колтюбинг заменит классические буровые установки. Примеры таких попыток есть, но, на мой взгляд, они недостаточно успешны».

Павел Демакин, заместитель директора по ГРП ООО «ЛениногорскРемСервис»: «В области ГРП наблюдается очень широкий спектр новшеств. Перспективным направлением я вижу ввод новых скважин из бурения с проведением ГРП. То есть ГРП проводится сразу после бурения, до ввода скважины в эксплуатацию. Это практикуют уже во многих компаниях. Что касается технологий, то их действительно очень много. Это и рефраки (повторные ГРП), и переориентация трещин, и применение новых материалов, о чем здесь, на нашей конференции, много говорилось. Очень широкий спектр – компаниям есть где развернуться! Каждая компания может найти свою нишу, взять какую-либо технологию и отточить ее до совершенства, чтобы быть вне конкуренции. А технологий, я считаю, хватит на всех».

Юрий Белугин, начальник отдела продаж и продвижения продукции СЗАО «ФИДМАШ»: «К. Бурдин в начале нашего обсуждения выдвинул тезис, что колтюбинговые технологии способны закрыть практически все вопросы при строительстве скважины. Я готов подписаться под этим утверждением. Компания «ФИДМАШ» будет его поддерживать своей продукцией».

Аналитическая группа журнала
«Время колтюбинга. Время ГРП»



Кен Ньюман
Ken Newman

Нами было пробурено несколько скважин, и пришли к выводу, что гибкая труба при бурении имеет один очень большой недостаток: мы не можем ее вращать. Это влечет за собой ряд негативных последствий.

We have drilled several wells and concluded that the coiled tubing during drilling has one huge disadvantage: We are not able to rotate it. This has a number implications.

We are not able to rotate it. This has a number implications, as the possibility of stuck increases. Another problem: The cleanout of already drilled wellbore is not so successful. In addition, without rotation it is not always possible to correctly reach the horizon. I don't think that coiled tubing will replace classic units. Some companies have tried, but here are no examples of perfect unit success.

Pavel Demakin, Deputy Director for Fracturing at TagraS-RemService, LLC:

In the area of hydraulic fracturing there is a very wide range of innovations. I see the introduction of new wells from drilling with the conduct of hydraulic fracturing as one of the most perspective directions. That is, hydraulic fracturing is carried out immediately after drilling prior to putting the well into operation. This practice is already practiced in many companies. As for technology, there are

indeed a lot of them. This includes refracks (repeated hydraulic fracturing), and reorientation of cracks, and the use of new materials, which was discussed a lot here. A very wide range – companies have a place to turn around! Each company can find its own niche,

take any technology and perfect it to be perfect. And I think technologies will be enough for everyone.



Павел Демакин
Pavel Demakin

Yury Belugin, the Head of Sales and Promotion of CJSC FIDMASH:

K. Burdin at the beginning of our discussion put forward the theme that coiled tubing technologies are capable of closing

almost all issues during well construction. I am ready to subscribe to this statement. The FIDMASH company will support it with its products.

Analytical Group of the Coiled Tubing Times

Технология inVision

The inVision Technology

Тодд ГРИН, эксперт по кольтюбинговым технологиям, Technical Advisory Group, Upstream Professional Development Center (UPDC), Upstream Continuing Excellence (UCE), член редакционного совета журнала «Время кольтюбинга. Время ГРП»

Первые восемь лет карьеры работал преподавателем физики и химии. В 2006 году перешел в нефтяную отрасль, в компанию BJ Services в качестве полевого инженера в штате Техас, США. За два года работы в поле лично присутствовал на более чем 180 операциях с применением ГНКТ. Благодаря высокому качеству работы Тодд был избран главой проекта крупного заказчика на газовом месторождении, характеризовавшемся высокими показателями температуры и давления. Это позволило Тодду приобрести богатый опыт работы на газовых месторождениях со сложными пластовыми условиями. В 2008 году Грин принял предложение о работе в качестве ведущего инженера в компании Baker Hughes, где он осуществлял инженерное сопровождение всех работ с применением ГНКТ в южной части Саудовской Аравии. Работал в этой должности до 2011 года, затем перешел в Halliburton на аналогичную должность в Саудовской Аравии. Проведя в общей сложности 5 лет в качестве ведущего инженера в двух различных сервисных компаниях, предоставляющих услуги для Saudi Aramco, Тодд в 2014 году занял должность эксперта в области гибких насосно-компрессорных труб в составе многопрофильного отдела по разведке и добыче в компании Aramco Services в Хьюстоне. В его обязанности в этой должности входит контроль за соблюдением внутренних стандартов, внесение поправок и изменений в различные технические руководства, а также преподавание технических курсов в центре профессиональной подготовки в области разведки и добычи компании Saudi Aramco в городе Дахран в Саудовской Аравии. Эти курсы являются обязательными для всех инженеров по нефтегазовому делу, работающих в Saudi Aramco. У Тодда имеется опыт в разработке и внедрении различных технологий с применением ГНКТ, которые включают: промывки скважин с использованием пены, промывки скважин с большим углом отхода от вертикали, большеобъемные кислотные обработки, фрезерование на ГНКТ, ловильные работы, каротаж на ГНКТ с использованием кабеля, моделирование работы гибкой трубы, цементирование на ГНКТ, операции по удалению отложений, применение забойного оборудования в многоствольных скважинах, освоение азотом, абразивную перфорацию на ГНКТ, различные вспомогательные операции при бурении. Тодд является соавтором 9 статей SPE по темам, которые освещают следующую тематику: практический опыт фрезерования на ГНКТ в газовых скважинах с АВПД, накопленный опыт проведения промывок на ГНКТ, эффективность промывки и экономический расчет проекта, удаление АСПО в условиях аномально высоких значений давления и температуры, фрезерование с электрическим кабелем, модернизацию операций с ГНКТ, использование ГНКТ для удаления органических отложений. Тодд является активным членом общества SPE. Он вел краткие курсы SPE по внутрискважинным работам с использованием ГНКТ, каната и электрического кабеля на мероприятиях ICoTA и ATCE. В течение двух прошлых лет занимал должность старшего сопредседателя ICoTA International.

Todd GREEN, Coiled Tubing Subject Matter Expert, Technical Advisory Group, Upstream Professional Development Center (UPDC), Upstream Continuing Excellence (UCE), Member of the Editorial Board of Coiled Tubing Times



After teaching Physics and Chemistry for 8 years, Todd entered the petroleum industry with BJ Services in 2006 as a field engineer working in the Permian Basin Field of Texas, USA. During these two years of field work, he personally attended over 180 coiled tubing field operations. As a result of his record for job quality and success, Todd was chosen to lead a high pressure, high temperature gas field project for a large

independent producer giving him a wealth of experience in gas field operations with extreme conditions. In 2008, Todd accepted an international assignment as a desk engineer with Baker Hughes supporting all coiled tubing intervention in the southern area of Saudi Arabia. Todd served in this role until 2011. Then, in 2011 he joined Halliburton in a similar roll in Saudi Arabia. After spending a total of 5 years working as a desk engineer with two different service companies for Saudi Aramco, Todd took a position with Aramco Services Company in Houston in 2014 to serve as coiled tubing subject matter expert as part of a multidisciplinary Upstream Technical team. In this role, Todd oversees internal standards and manual revisions and teaches technical courses for Saudi Aramco's Upstream Professional Development Center in Dhahran. These courses are mandatory courses for all production engineers working in Saudi Aramco. Todd has experience designing and implementing a variety of CT interventions that include: Foam cleanouts, High angle cleanouts, CT high rate acid stimulations, Milling with CT, Fishing Operations, CT e-line logging, Velocity string design and installation, Cementing with CT, Mechanical descaling, Utilizing multilateral seeking tools, Nitrogen lifting, Abrasive perforating with CT and various drilling rig assist operations. Todd has also co-authored 9 SPE papers on topics that include: Case Study for Milling with CT in High Pressure Gas Wells, CT cleanouts and best practices, Cleanout efficiency and economics case study, Extended Reach CT Logging interventions, HPHT Mechanical Descaling in Extreme Environments, Milling with electric line, Improving CT Well Intervention and Utilizing CT to remove organic deposits. Todd is an active participant in SPE. He has taught SPE short courses at ICoTA and ATCE on Rigless Well Intervention involving CT, Slickline, and e-line and. During the past two years, he served as Sr. Chair of ICoTA International.

Предыстория

Когда я занимал позицию технического советника по разведке и добыче в компании Aramco Services (Хьюстон, Техас), моими основными обязанностями были поиск и оценка новых и уже существующих технологий. На стадии оценки целью компании являлось определение трех основных составляющих технологий: соответствие требованиям охраны труда, снижение затрат и повышение эффективности. Если технология отвечала этим требованиям, я начинал выполнять работу по внутреннему согласованию в компании для квалификации и внедрения данной технологии в Саудовской Аравии. Сейчас я являюсь членом редакционного совета журнала «Время колтюбинга. Время ГРП», поэтому планирую периодически освещать наиболее интересные технологии, которые прошли мою оценку.

Выставки и конференции – это отличное место для поиска новых идей. В индустрии колтюбинга лучшим местом для поиска новых технологий и ознакомления с лучшим опытом по внутрискважинным работам являются конференции ICoTA (Ассоциация специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам). Мне всегда нравилось встречать на конференциях старых и новых коллег и узнавать о новейших разработках в индустрии колтюбинга. Международная конференция ICoTA проходит каждый год в конце марта в Хьюстоне, штат Техас. Региональные отделения ICoTA по всему миру проводят такие же конференции в Канаде, России, Китае, Среднем Востоке и Латинской Америке. Информацию о данных конференциях вы можете найти на сайте www.icota.com.

В данной статье я предлагаю обсудить технологию компании Intelligent Wellhead Systems. Впервые я узнал об этой компании в последний день конференции ICoTA в 2017 году. На первый взгляд, эта технология мне не показалась стоящей внимания, хотя я проходил мимо стенда компании несколько раз. Но когда в последний день количество посетителей выставки уменьшилось, я решил снова пройти по всем стендам и узнать больше о тех технологиях, с которыми не успел ознакомиться. Когда я остановился у стенда компании Intelligent Wellhead Systems Inc., мне удалось обсудить представленную технологию с одним из ее создателей, генеральным директором компании Митчем Карлсоном. Его история о том, как ему пришла в голову идея данной технологии, произвела на меня такое же глубокое впечатление, как и сама технология.

Background

As an Upstream technical advisor for Aramco Services Company in Houston, Texas, one of my primary responsibilities was looking for and evaluating new and existing technologies. During the evaluation phase, our goal was to determine if and how the technology improves safety, reduces cost, or increases efficiency. Once a new technology met these requirements, I would work through internal proponents in our company to qualify and implement the new technology in the Kingdom of Saudi Arabia operations. As a Member of the Editorial Board of Coiled Tubing Times, I plan to periodically share some of the more interesting technologies I have evaluated.

Trade shows and conferences are a great place to find new ideas. In the coiled tubing discipline of the oil and gas industry, there is no better place than ICoTA (Intervention and Coiled Tubing Association) conferences for finding new technologies and best practices for rigless well intervention. I always enjoy reconnecting with old and new colleagues while learning about the latest developments in the CT industry. The annual International event for ICoTA is held each year at the end of March in Houston, Texas. Also, various ICoTA chapters by region host equally beneficial conferences in Canada, Russia, China, the Middle East, and Latin America. Information on these events can be located at www.icota.com.

In this technology review article, I will be discussing Intelligent Wellhead Systems. I discovered this company on the last day of the ICoTA International conference in 2017. Although, I had walked by the booth a few times, I had dismissed the technology on first glance as something not useful. However, as the crowd thinned out on the last day, I took the time to take a second and more thorough pass at technologies that I had not been able to investigate fully. Fortunately, I stopped at the Intelligent Wellhead Systems

Целью являлось определение трех основных составляющих технологии: соответствие требованиям охраны труда, снижение затрат и повышение эффективности.

Our goal was to determine if and how the technology improves safety, reduces cost, or increases efficiency.

Катушка inVision может быть включена в комплект устьевого оборудования при таких операциях, как спуск инструментов в скважину под давлением, операции с ГНКТ, а также операции с кабелем.

The inVision enhanced spool can be placed anywhere in the snubbing, CT or wireline rigup stack.

Новые идеи для предотвращения смертельных случаев и травм

Компания Intelligent Wellhead Systems Inc. была основана в 2012 году двумя канадцами, которые на тот момент работали специалистами по спуску внутрискважинного оборудования под давлением в разных странах, включая шельфовые проекты. На обоих произвел огромное впечатление несчастный случай с летальным исходом, который произошел в Канаде. В 2004 году во время спуска инструмента в скважину под давлением муфтовое соединение буровой трубы попало в закрытые плашки превентора. Авария привела к гибели одного сотрудника и тяжелым травмам двух других. В результате аварии все операции по спуску инструмента под давлением были приостановлены во многих странах до тех пор, пока не вступили в силу новые требования, которые были предназначены для недопущения подобных ситуаций в будущем. Однако спустя семь лет основная причина несчастных случаев в отрасли спуска инструментов под давлением не была выявлена, и аварии и потенциально опасные происшествия случались каждый год. Наблюдая такую тенденцию, Митч и коллеги объединили свои усилия, навыки и решительность для поиска подходящей технологии для решения данной проблемы. Изначально планировалось создать устьевую промежуточную катушку, с помощью которой можно определять муфтовые соединения труб для более безопасного и более эффективного процесса спуска труб в скважину под давлением. Спустя пять лет Митч и его команда разработали первый прототип технологии inVision, которая позволяла проводить операции с ГНКТ при высоких давлениях в сероводородсодержащей среде. Катушка inVision может быть включена в комплект устьевого оборудования при таких операциях, как спуск инструментов в скважину под давлением, операции с ГНКТ, а также операции с кабелем. Для предотвращения аварии, подобной той, которая произошла в 2004 году, катушку inVision рекомендовалось установить между плашками превенторов. Установка катушки позволила всем сотрудникам на устьевой площадке в режиме реального времени видеть, какая часть колонны, внутрискважинного инструмента или муфтового соединения проходит через фонтанную арматуру и превенторы.

Изначально технология была разработана для операций по спуску оборудования в скважину под давлением, но данную катушку с сенсором можно использовать в любом типе внутрискважинных работ, поскольку она может быть установлена на устьевой арматуре с помощью фланцевого соединения. Также катушку можно присоединить к лубрикаторам для операций с ГНКТ или с кабелем. Для такого типа операций рекомендуется устанавливать катушку

Система inVision включает в себя несколько компонентов, благодаря совместной работе которых можно получить 2-D изображение колонны или компоновки низа колонны, которую предполагается спускать через катушку inVision.

The inVision system consists of several components working together to create a 2-D image of the workstring or bottom hole assembly tripping through the inVision spool.

Inc. booth to meet and discuss the technology with co-Inventor and CEO, Mitch Carlson. His story about how he arrived at the idea was equally as impressive as the technology.

Loss of life and serious injuries incident produces an idea

Intelligent Wellhead Systems Inc. was founded in 2012 by two Canadians who at the time were Snubbing professionals overseeing both international and offshore operations. Both men were indirectly affected by a loss of life incident that occurred in Canada. During a snubbing operation in 2004, a collar was pulled

into closed pipe-rams in a staging operation. The incident resulted in 1 fatality and 2 badly burned individuals. As a result of this incident, the snubbing industry temporarily shut down while new regulations were created in an attempt to try and prevent this tragedy from reoccurring. However, seven years later the industry still had not addressed the root cause of the incident and near misses continued year over year. Seeing this trend, Mitch and a colleague combined their resources, ingenuity, and determination to create a solution. The initial concept was to develop a spacer spool that could identify tubing connections in a jointed pipe string for safer and more efficient ram to ram staging operations. Five years later, they manufactured the first prototype of inVision technology capable of working in a high pressure, sour coiled tubing operation. The inVision enhanced spool can be placed anywhere in the snubbing, CT or wireline rigup stack. For addressing the 2004 loss of life snubbing incident, the recommended location was to place the inVision spool between the stripping pipe rams. This allowed all involved in the operation to see real-time exactly what part of the work string, downhole tool, or joints across the wellhead tree and BOPs.

Although initially developed for snubbing unit operations, the tool can be included in any intervention as the sensor enabled spool is flanged directly to the existing wellhead tree. The tool can be easily added into the lubricator stack for coiled tubing and wireline operations. The recommended location for CT and wireline

непосредственно над устьевой арматурой и под превентором. Если требования компании-оператора предполагают иную конструкцию устьевого оборудования, катушка inVision может быть установлена в другом месте с помощью соответствующего переводника под необходимый фланец. В данный момент компания Intelligent Wellhead Systems предлагает ряд стандартных типоразмеров, но также возможно производство катушки любого другого типоразмера по заказу.

Характеристики системы inVision компании Intelligent Wellhead Systems

Система inVision включает в себя несколько компонентов, благодаря совместной работе которых можно получить 2-D изображение колонны или компоновки низа колонны, которую предполагается спускать через катушку inVision. Катушка для превентора может быть выполнена в различных конфигурациях: катушка длиной 533 мм с различными соединениями, фланец длиной 101 мм, либо лубрикатор длиной 609 мм. В корпусе катушки расположено устройство преобразования изображений, в состав которого входят магнитные датчики, которые снимают трубу, инструмент или кабель в режиме реального времени. Данные с катушки передаются на станцию управления inVision, которая отображает данные на экране. Любой сотрудник на устьевой площадке может в реальном времени увидеть изображение инструмента, спускаемого через устьевую арматуру. Компания Intelligent Wellhead Systems считает, что в будущем появится возможность сотрудничества с сервисными и добывающими компаниями для использования этих данных в автоматически управляемых системах сбора. Если включить систему inVision в уже существующую систему сбора данных, то появится возможность использовать новые данные для аварийной остановки работ при возникновении потенциально опасной ситуации. Например, при подъеме ГНКТ на поверхность можно предусмотреть автоматическую остановку работы инжектора, как только КНК пройдет через катушку inVision. В данном случае бурильщику ГНКТ не нужно будет снижать скорость при приближении ГНКТ к устью, а также не будет необходимости проверять сальниковое уплотнение, поскольку катушка точно определит момент, когда КНК поднимется выше устьевой арматуры.

Применение технологии для повышения безопасности и осведомленности

Устройство было специально спроектировано и выполнено из материала «инконель» для работы в таких осложненных условиях, как глубоководные скважины, шельфовые проекты, скважины с

operations is directly above the wellhead tree and below the CT BOPs. If operating company policies require a different configuration of the rig up, the inVision spool can be easily moved by acquiring the correct crossover connection to the spool flange connection. Intelligent Wellhead Systems has currently created a few standard sizes but can manufacture other sizes upon request.

What is the inVision system of Intelligent Wellhead?

The inVision system consists of several components working together to create a 2-D image of the workstring or bottom hole assembly tripping through the inVision spool. The BOP component can either be a 21" high spool with variable end connections, a 4" high pancake flange or a 24" high lubricator pup. The spool houses an imaging device which utilizes proprietary magnetic sensors to view tubing, tools or wireline real time inside the spool. The spool communicates to the inVision control system to relay the data to display screens on location. Anyone viewing the display screen will see a real time image of which component of the work string is across

the tree. For future applications, Intelligent Wellhead Systems believes there is an opportunity to work with service providers or operators to utilize this data for automated control systems. If integrated into an interventions' existing data acquisition system, the inVision data could be utilized as a means to automate the operation, stopping the job when hazardous conditions occur. For example, on a CT operation, the injector head could be programmed to stop tripping out of hole once the BHA has passed through the inVision spool. The operator of the CT unit would no longer need to drastically reduce speed approaching the surface nor would tagging the stuffing box be necessary as the device would clearly indicate when the BHA is above the tree.

Я рекомендую использовать данную технологию каждой добывающей и сервисной компании как в текущих операциях, так и в будущем, для более точного определения, какой компонент КНК проходит через устьевую арматуру во время внутрискважинных работ.

Due to the immediate and future applications, I recommend the utilization of this tool for any operator or service company interested in having a better understanding of exactly what component is moving through the wellhead throughout the duration of the operation.

высокими значениями давления и температуры и высоким содержанием сероводорода. Технология inVision предоставляет четкую информацию для сервисных и добывающих компаний, которую можно использовать для безопасного и эффективного принятия решений по контролю скважины.

Зачастую во время внутрискважинных работ с ГНКТ датчики глубины сбиваются на 1% каждые 1000 м из-за проскальзывания считывающего колеса. Погрешность прибора на глубине 5000 м может составлять 50 м. Если при подъеме на поверхность датчик глубины сбив на 50 м, для определения выхода КНК из устьевого арматуры необходимо проверять устьевой герметизатор. Хотя данная процедура является стандартной операцией при работе с ГНКТ, это влечет за собой риски непредвиденного падения КНК при выходе из стриппера.

Также данная технология может использоваться в случае потери КНК в скважине. В таком случае бурильщик ГНКТ не может точно определить местонахождение конца ГНКТ при подъеме на поверхность. Глубина может быть подсчитана, но бурильщику будет необходимо поднять ГНКТ через стриппер, что может привести к разливу скважинной жидкости. Наличие катушки inVision позволит решить обе проблемы, описанные выше, и предоставят бурильщику возможность точно определить местоположение КНК либо конца ГНКТ при подъеме через катушку.

Заключение

Я рекомендую использовать данную технологию каждой добывающей и сервисной компании как в текущих операциях, так и в будущем, для более точного определения, какой компонент КНК проходит через устьевую арматуру во время внутрискважинных работ. Я считаю, что для сервисных компаний использование данной технологии позволит значительно снизить риски. Также технология позволит снизить продолжительность спуско-подъемных операций. Имея катушку inVision в составе устьевого оборудования, бурильщику ГНКТ не нужно будет значительно снижать скорость подъема ГНКТ за 200 м до поверхности с целью предотвращения жесткой остановки в стриппере. Технология позволит точно определить момент, когда КНК вышла из устьевого арматуры, и после этого снизить скорость. В случае прихвата ГНКТ или КНК в устьевой арматуре бурильщик получит возможность определить, какой компонент КНК и какой участок этого компонента находятся в арматуре. Также в случае необходимости отрезания ГНКТ катушка inVision позволит определить, упала ли отрезанная часть. Об опыте применения катушки можно прочитать по ссылке: <http://www.intelligentwellheadsystems.com/the-proof> ☉

Applications to improve operational safety and awareness

The tool was specifically designed and constructed of Inconel to work in the various harsh environments of the oil and gas industry including subsea, offshore, HPHT, and sour wells. The inVision technology provides clear information for operators and service companies to safely and efficiently make informed well control related decisions.

Often on CT interventions, depth counters can be off by 1% every 1000 meters due to slippage of the counter wheel. On a 5000 meter well depth, this could be 50 meters. If the depth counter is off by 50 meters when tripping out of hole, the operator will need to tag the snuffing box to confirm when the BHA is above the tree. Although this is a standard operating procedure during CT operations, this creates an unnecessary risks tagging the stripper and potentially dropping the BHA.

Another scenario in which this technology could prove useful is when a BHA is lost during an intervention. In this situation, the CT operator does not have any method to know exactly where the end of the CT is while tripping out. The depth can be estimated but to know for sure, the CT operator will have to pull through the stripper possibly releasing hydrocarbons. Having the inVision spool in place would solve both of these issues allowing the operator to see exactly when the BHA or the end of the CT passes through the inVision spool.

Summary

Due to the immediate and future applications, I recommend the utilization of this tool for any operator or service company interested in having a better understanding of exactly what component is moving through the wellhead throughout the duration of the operation. I believe this tool will add immediate value for services companies and operators by reducing risk. This tool can also optimize the operation by reducing tripping times. With the inVision spool, the CT operator will no longer need to drastically reduce CT speed 200 meters from surface to avoid a hard tag in the stripper. The CT operator would see exactly when the BHA is past the tree and could then reduce speed. In the event of an incident of stuck pipe or tools across the tree, the operator would be able to see exactly what component and what section of that component is across the tree. Finally, if shearing of the string is necessary, the inVision spool will allow the operator to see if the string has dropped after shearing. For case histories of the tool see <http://www.intelligentwellheadsystems.com/the-proof> ☉

Азотные установки для ГНКТ и ГРП

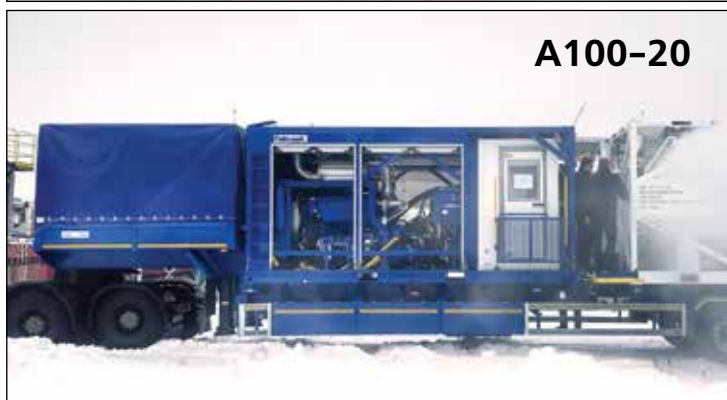
Азотные установки предназначены для безопасного преобразования жидкого азота в газообразное состояние и его закачки в скважину под высоким давлением при работе в составе комплексов ГНКТ и ГРП при проведении ремонтно-восстановительных работ и работ по стимулированию притока на скважинах всех типов. Установки выпускаются в климатическом исполнении У1 по ГОСТ 15150 для эксплуатации при температуре окружающего воздуха от минус 40 °С до плюс 40 °С.



A100-70



АН100



A100-20



A100-40



A100-50



A300

Технические характеристики					
Исполнение	A100-20	A100-40	A100-50 / A100-70	АН100	A300
	полуприцеп специальный	блочное	МЗКТ 10х10 / шасси MAN 8х8	шасси Volvo 8х6	полуприцеп специальный
Максимальное рабочее давление, до	105 МПа	105 МПа	105 МПа	70 МПа	105 МПа
Производительность по газообразному азоту, до	85 м³/мин	85 м³/мин	85 м³/мин	40 м³/мин	300 м³/мин
Чистота газообразного азота	99,9%	99,9%	99,9%	99,9%	99,9%
Объем криогенной емкости	13 м³	без емкости	13 м³	7,9 м³	без емкости
Мощность приводного двигателя	550 л.с.	550 л.с.	550 л.с.	510 л.с.	1050 л.с.
Максимальная производительность НВД жидкостного	—	—	—	1000 л/мин	—
Максимальное давление НВД жидкостного	—	—	—	70 МПа	—

Цементирование скважин: основные скважинные параметры

Successful Cementing Operation: Key Well Design Parameters to Consider

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

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

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

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

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



Godwin Chidiebere Nwafor is an Oilfield Engineering Supervisor/Consultant currently providing consulting services for National Petroleum Services (NPS) in Dammam, Saudi Arabia. Areas of services include pressure pumping operations, acid stimulation through coiled tubing, project management, service coordination and wellsite supervision. Prior to this, Godwin spent 2 years as an Oilfield Consultant in Nigeria working on well

cementing operations and pressure pumping services for various clients. Previously, he spent 6 years with Schlumberger Plc. in Nigeria working initially as a Well Services Field Specialist providing wellsite supervision and execution of well cementing operations and services in land, swamp, off-shore and deep-water rig installations. Lastly, he was the Operations Service Coordinator for the Well Services Operations Planning Center (OPC) based in Port Harcourt Nigeria providing asset planning, inventory control, field support, and operations support for Cementing Services.

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

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

ВВЕДЕНИЕ

Для того чтобы подготовить скважину к бурению следующего участка, добыче или консервации, необходимо провести цементирование – процесс подготовки и закачки цемента в скважину. Цементирование выполняется для различных целей. Цемент обеспечивает герметичность и устойчивость ствола скважины. Чаще всего цементирование выполняется для изоляции водоносных горизонтов. В процессе заканчивания добывающей скважины цементирование необходимо для изоляции затрубного пространства после спуска обсадной колонны. Также одной из целей цементирования является изоляция зон поглощения или участков скважины, в которых приток флюида уменьшился или полностью прекратился. При направленном бурении цементирование проводится для отсечения основного ствола и бурения участка набора угла. Кроме того, цементирование может выполняться с целью консервации скважины.

Как правило, способ закачки цемента (в обсадную колонну или в затрубное пространство) выбирается исходя из большого количества факторов. Вот некоторые из них:

- плотность цемента при разных значениях пластового давления;
- качество цементного камня между колонной и пластом;
- время закачки цемента;
- возможность цементирования колонны по всей длине (борьба с поглощениями, необходимые объемы, прокачиваемость цементного раствора);
- повышение прочности цементного камня;
- качество и долговечность цементного камня.

Данные факторы зависят от параметров скважины, понимание которых позволит корректно подобрать тип цементного раствора для конкретных задач.

СКВАЖИННЫЕ ПАРАМЕТРЫ

Помимо крепления обсадной колонны, цемент также обеспечивает изоляцию пластов, т.е. предотвращает перетоки между вскрытыми пластами. При проектировании работы по цементированию очень важно принимать во внимание параметры ствола скважины для обеспечения надежной изоляции.

В статье приведены некоторые из ключевых параметров, которые влияют на успешное проведение работ по цементированию скважины.

ГЛУБИНА

Глубина скважины влияет на такие параметры, как: количество флюидов, объем флюидов, потери давления на трение, гидростатические давления, температура.

INTRODUCTION

Part of the process of preparing an oil well for further drilling, production or abandonment, cementing a well is the procedure of developing and pumping cement into place in a wellbore. Used for a number of different reasons, cementing protects and seals the wellbore. Most commonly, cementing is used to permanently shut off water penetration into the well. Part of the completion process of a prospective production well, cementing can be used to seal the annulus after a casing string has been run in a wellbore. Additionally, cementing is used to seal a lost circulation zone or an area where there is a reduction or absence of flow within the well. In directional drilling, cementing is used to plug an existing well, in order to run a directional well from that point. Also, cementing is used to plug a well to abandon it.

Generally, there is a whole gamut of concerns about cement placement (down the casing and up the annulus), and some of which include:

- Cement density vs. pressure “window” from formation
- Cement bond between pipe and formation
- Cement pump time
- Ability to place the cement over the whole column (fluid loss control, correct volumes, pumpability)
- Cement strength development
- The quality and longevity of the seal.

These concerns are tied to the well parameters, and understanding the well parameters assist in the design of cement slurry that achieve its design objectives.

WELL PARAMETERS

Along with supporting the casing in the wellbore, the cement is designed to isolate zones, meaning that it keeps each of the penetrated zones and their fluids from communicating with other zones. To keep the zones isolated, it is critical to consider the wellbore and its properties when designing a cement job.

Some of the key well design parameters that affect the success of every well cementing job are discussed:

DEPTH

The depth of the well influences the amount of wellbore fluids involved, the volume of wellbore fluids, the friction pressures, the hydrostatic pressures, the temperature, and, thus, the cement slurry design. Wellbore depth also controls hole size and casing size. Extremely deep wells have their own distinct design challenges because of high temperatures, high pressures (HPHT), and corrosive fluids.

WELLBORE GEOMETRY

The geometry of the wellbore is important in determining the amount of cement required for the cementing operation. Hole dimensions can be measured using a variety of methods, including acoustic calipers, electric-log calipers, and fluid calipers. Open hole geometry can indicate adverse (undesirable) conditions such as washouts. Wellbore geometry and casing dimensions determine the

Таким образом, глубина скважины влияет и на состав цементного раствора. Также глубина скважины влияет на объем скважины и обсадной колонны. При подборе цементного раствора для глубоких скважин возникают определенные трудности из-за аномально высоких температур и давлений и коррозионно-активных флюидов.

ГЕОМЕТРИЯ СТВОЛА СКВАЖИНЫ

Геометрия ствола скважины является важным фактором, влияющим на необходимый объем цементного раствора. Размеры скважины определяются такими методами, как акустическая, электрическая и гидравлическая кавернометрия. Геометрия открытого ствола скважины может создать неблагоприятные условия, например, размыв ствола. Геометрия ствола скважины и размеры обсадных колонн определяют объем затрубного пространства и необходимый объем раствора.

Форма поперечного сечения ствола скважины определяет расстояние между обсадной колонной и стенкой скважины. Эта форма определяет геометрию затрубного пространства, которая влияет на эффективность замещения бурового раствора. Рекомендуемое минимальное расстояние между стенкой ствола скважины и обсадной колонной составляет от 19 до 38 мм (диаметр ствола больше диаметра обсадной колонны на 50–76 мм). Меньшее расстояние ограничивает движение флюидов, что, как правило, усложняет процесс замещения.

Другим важным параметром геометрии ствола скважины является угол наклона. Угол наклона влияет на фактическую глубину скважины по вертикали и температуру. При цементировании скважин с большим отходом от вертикали могут возникнуть определенные трудности при замещении бурового раствора из-за того, что обсадная колонна может быть не отцентрирована относительно ствола скважины. Трудности, вызванные изменением геометрии ствола, можно решить с помощью центраторов обсадной колонны. Центраторы используются для центрирования обсадной колонны относительно ствола скважины, что обеспечивает одинаковый профиль затрубного пространства по всей длине колонны.

ТЕМПЕРАТУРА

Температура по стволу скважины является крайне важным параметром при проектировании работ по цементированию. Как правило, определяют три значения температуры: динамическая температура на забое, статическая температура на забое и дифференциальная температура (разница

annular volume and the amount of fluid necessary.

The hole shape also determines the clearance between the casing and the wellbore. This annular space influences the effectiveness of drilling-fluid displacement. A minimum annular space of 0.75 to 1.5 in. (hole diameter 2 to 3 in. greater than casing diameter) is recommended. Annular clearances that are smaller restrict the flow characteristics and generally make it more difficult to displace fluids.

Another aspect of hole geometry is the deviation angle. The deviation angle influences the true vertical depth and temperatures. Highly deviated wellbores can be challenging because the casing is not as likely to be centered in the wellbore, and fluid displacement becomes difficult. Problems created by geometry variations can be overcome by adding centralizers to the casing. Centralizers help to center the casing within the hole, leaving equal annular space around the casing.

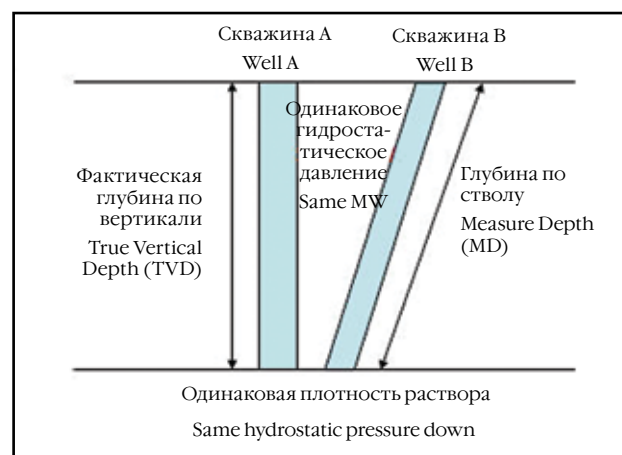


Рисунок 1 – Зависимость фактической глубины скважины от геометрии ствола

Figure 1– Relationship between wellbore geometry and true vertical depth (TVD)

ТЕМПЕРАТУРА

The temperatures of the wellbore are critical in the design of a cement job. There are basically three different temperatures to consider: the bottom hole circulating temperature (BHCT), the bottom hole static temperature (BHST), and the temperature differential (temperature difference between the top and bottom of cement placement). The BHCT is the temperature to which the cement will be exposed as it circulates past the bottom of the casing. The BHCT controls the time that it takes for the cement to set (thickening time). BHCT can be measured using temperature probes that are circulated with the drilling fluid. If actual wellbore temperature cannot be determined, the BHCT can be estimated using the temperature schedules of American Petroleum Institute (API) RP10B. The BHST considers a motionless condition where no fluids are circulating and cooling the wellbore. BHST plays a vital

между температурой на глубине подъема цемента и температурой на нижней границе цемента). Динамическая температура на забое – это температура, при которой обеспечивается циркуляция цементного раствора при выходе из обсадной колонны. Динамическая температура определяет время загустевания цементного раствора. Динамическая температура измеряется с помощью датчиков температуры в буровом растворе. При невозможности определения динамической температуры используется температурный режим по стандарту Американского нефтяного института (API) RP10B. Статическая температура определяет статическое состояние на забое, в котором не происходит циркуляция флюидов, следовательно, не охлаждается забой скважины. Статическая температура играет важную роль при наборе прочности цементного камня во время загустевания.

Дифференциальная температура является важным фактором при цементировании длинных участков с большой разницей между температурой на глубине подъема цемента и температурой на нижней границе цемента. В этом случае из-за разницы температур применяются два разных типа цементного раствора.

Динамическая температура влияет на время загустевания цемента, реологию, поглощения, стабильность цемента и время

role in the strength development of the cured cement.

The temperature differential becomes a significant factor when the cement is placed over a large interval and there are significant temperature differences between the top and bottom cement locations.

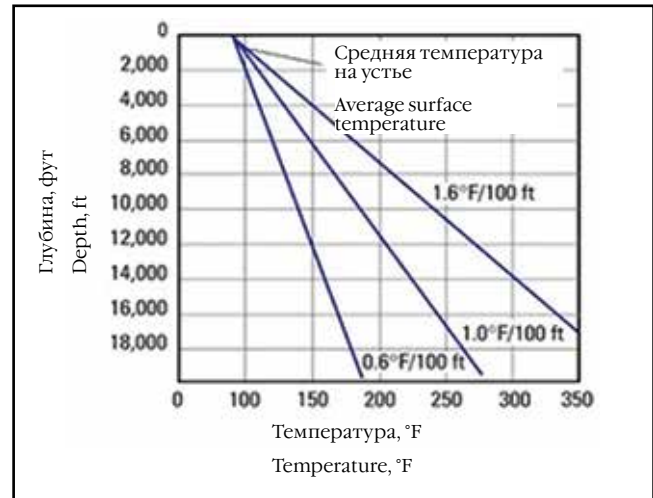


Рисунок 2 – Таблица градиента температуры, демонстрирующая изменение температуры по стволу скважины

Figure 2 – Temperature gradient table showing how temperature varies over the depth of the well

Because of the different temperatures, commonly, two different cement slurries may be designed to better accommodate the difference in temperatures.

The bottom hole circulating temperature (BHCT) affects slurry thickening time, rheology, fluid loss, stability (settling), and set time. BHST affects compressive strength development and cement integrity for the life of the well. Knowing the actual temperature that the cement will encounter during placement allows operators to optimize the slurry design. The tendency to overestimate the amount of materials required to keep the cement in a fluid state for pumping and the amount of pumping time required for a job often results in unnecessary cost and well-control problems. Most cement jobs are completed in less than 90 minutes.

FORMATION PRESSURES

When a well is drilled, the natural state of the formations is disrupted. The wellbore creates a disturbance where only the formations and their natural forces existed before. During the planning stages of a cement job, information about the formations' pore pressure, fracture pressure, and rock characteristics must be known. Generally, these factors will be determined during drilling.

The density of the drilling fluids in a properly balanced drilling operation can be a good indication of the limitations of the wellbore.

To maintain the integrity of the wellbore, the

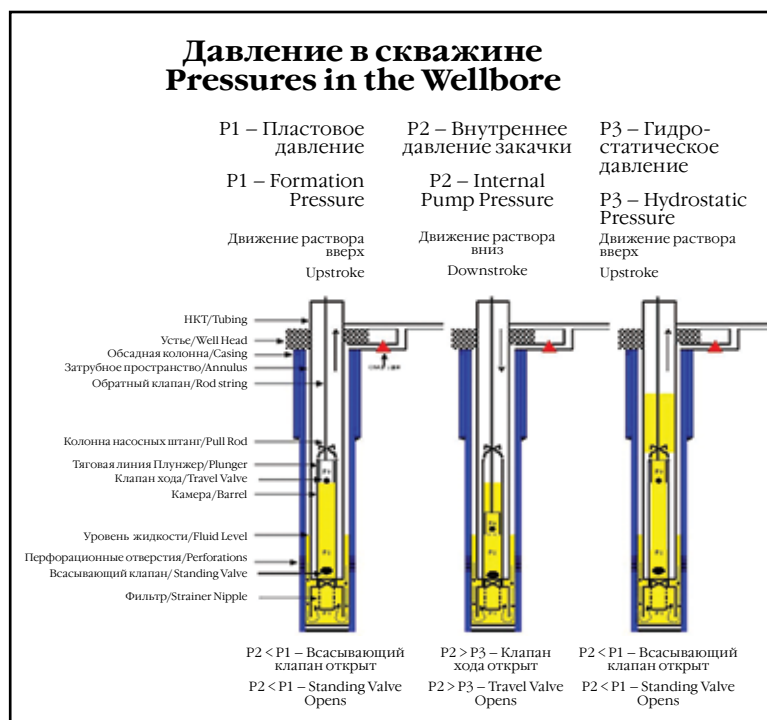


Рисунок 3 – Описательный анализ давления в скважине

Figure 3 – A descriptive analysis of the pressures in the wellbore

схватывания. Статическая температура влияет на динамику набора прочности на сжатие и целостность цементного камня на протяжении эксплуатации скважины. Знание фактической температуры при цементировании позволяет оптимизировать состав цементного раствора. Зачастую такие параметры, как объем материалов для поддержания цемента в жидком состоянии для закачки, а также время закачки переоцениваются, что приводит к повышению стоимости работы и проблемам при контроле за скважиной. Большинство работ по цементированию выполняется менее чем за 90 минут.

ПЛАСТОВОЕ ДАВЛЕНИЕ

При бурении скважины нарушается естественное состояние пластов. Скважина вызывает возмущение естественных сил, действующих в пластах. Во время планирования работ по цементированию необходимо учитывать пластовое поровое давление, давление разрыва, а также характеристики горных пород. Как правило, эти параметры определяются во время бурения. При корректном управлении процессом бурения по плотности бурового раствора можно судить о предельных значениях данных параметров.

Для обеспечения целостности ствола скважины гидростатическое давление, оказываемое цементом, буровым раствором и другими флюидами, не должно превышать давление разрыва наименее сцементированного пласта. Давление разрыва является верхней границей пластового давления, при котором порода начинает разрушаться (давление, необходимое для расширения трещин). Гидростатическое давление скважинных флюидов, а также потери давления на трение при движении флюидов не могут превышать давление разрыва. В противном случае порода начнет разрушаться. Разрушение породы приводит к потере контроля за пластом и поглощениям. Успешное первичное цементирование позволяет предотвратить поглощения. Давление в скважине также влияет на динамику набора прочности цементного камня.

При проектировании работ по цементированию всегда необходимо учитывать предельные значения температуры и давления в скважине. Низкая температура замедляет время загустевания. Высокая температура ускоряет время загустевания.

ПЛАСТОВЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Горные породы, которыми представлен пласт, предъявляют различные требования к совместимости со скважинными флюидами. Чувствительность глинистых сланцев к

гидростатическое давление, exerted by the cement, drilling fluid, etc. must not exceed the fracture pressure of the weakest formation. The fracture pressure is the upper safe pressure limitation of the formation before the formation breaks down (the pressure necessary to extend the formation's fractures). The hydrostatic pressures of the fluids in the wellbore, along with the friction pressures created by the fluids' movement, cannot exceed the fracture pressure, or the formation will break down. If the formation does break down, the formation is no longer controlled and lost circulation results. Lost circulation, or fluid loss, must be controlled for successful primary cementing. Pressures experienced in the wellbore also affect the strength development of the cement.

Every cement design must take into account the temperature and pressure extremes in the well. Low temperature retards the cement set time. High temperature accelerates the cement set time.

FORMATION CHARACTERISTICS

The composition of formations can present compatibility problems. Shale formations are sensitive to fresh water and can slough off if special precautions, such as increasing the salinity of the water, are not taken. Other formation and chemistry considerations, such as swelling clays and high-pH fluids, should be taken into consideration. Some formations may also contain flowing fluids, high-pressure fluids, corrosive gases, or other complex features that require special attention.

Other Key Concepts to consider are summarized in the figure 5 below.

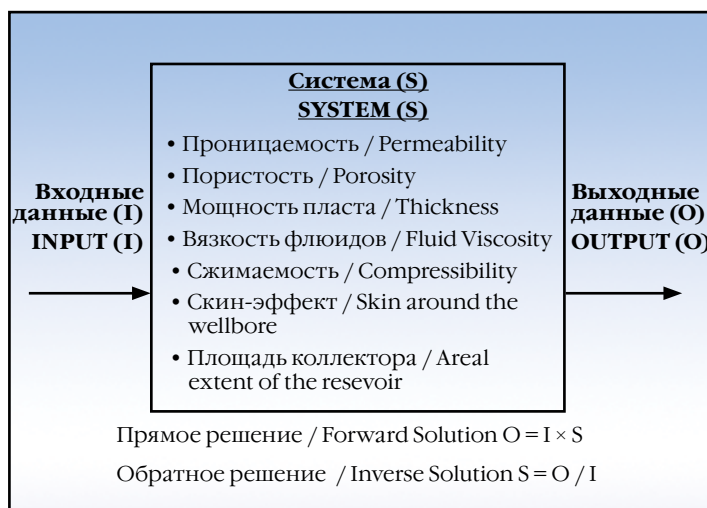


Рисунок 4 – Описание динамики системы пластовых характеристик

Figure 4 – A System Dynamics Description of Formations Characteristics

OTHER CEMENTING PROBLEMS THAT MUST BE ADDRESSED IN THE DESIGN

1. Well Control – It is very important that until the cement sets, it must control the pore pressure like any other well control fluid.

пресной воде может привести к осыпям и обвалам в скважине, если не повысить минерализацию воды. Также следует учитывать такие характеристики, как наличие набухающих глин и высокощелочных пластовых флюидов. Некоторые пласты также могут содержать текучие жидкости, флюиды под высоким давлением или другие осложнения, на которые следует обратить внимание.

Другие параметры, которые следует принять во внимание, представлены на рис. 5.

СИТУАЦИЯ SITUATION	КОНТРОЛЬ CONTROLS	ПРОБЛЕМЫ EFFECTS	ВЛИЯНИЕ IMPACT	ВЫВОД OUTCOME
Напряженное состояние Stress regime	Плотность бурового раствора Mud weight	Нарушение целостности ствола скважины Well bore instability	Осыпи/обвалы Pack-offs	Длительность работы Time
Пластовые характеристики Formation properties	Расход жидкости Flow rate	Эквивалентная плотность циркуляции ECD	Прихват труб Stuck pipe	Стоимость работы Cost
Угол наклона скважины Well bore Inclination	Скорость проходки ROP	Промывка скважины Hole cleaning	Поглощения Fluid losses	
	Бурение Drilling practices			
	Конструкция колонны Well string configuration			

Рисунок 5 – Другие параметры, которые следует принять во внимание

Figure 5 – Other Well Design Parameters to Consider

ДРУГИЕ ПРОБЛЕМЫ, КОТОРЫЕ НЕОБХОДИМО УЧЕСТЬ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ РАБОТ ПО ЦЕМЕНТИРОВАНИЮ

1. Контроль за скважиной. Очень важно контролировать пластовое поровое давление, как и давление флюидов до момента схватывания цемента.
2. Прокачиваемость. Время закачки цемента должно обеспечивать полное вытеснение цемента из колонны в затрубное пространство.
3. Борьба с поглощениями. Обезвоживание цементного раствора может также привести к ускорению схватывания цемента.
4. Контроль межпластовых перетоков.
5. Появление естественных трещин в пласте, вызванных цементом.

ВЫВОДЫ

При заканчивании нефтяных и газовых скважин цемент изолирует ствол скважины, предотвращает повреждения обсадной колонны, а также изолирует водоносные горизонты от попадания скважинных флюидов.

Основные факторы, которые следует учитывать для успешного выполнения работ по цементированию, не изменились за более чем 50 лет. Данные факторы классифицированы на восемь основных разделов:

1. Состояние бурового раствора.
2. Использование буферных растворов и промывочных жидкостей.
3. Движение бурильной колонны.
4. Центрирование обсадной колонны.
5. Обеспечение высокой скорости продавливания цементного раствора.
6. Моделирование состава цементного раствора для определенной температуры.
7. Подбор и тестирование различных составов цементного раствора.
8. Выбор необходимого состава цементного раствора. 

2. Pumpability – The pump time must be long enough to completely displace the cement from the pipe to the annulus.
3. Fluid Loss Control – If the cement dehydrates, it can also shorten the “set” time.
4. Communication control (avoiding channels)
5. Invasion of natural fractures in the pay by cement.

CONCLUSION

In completion of oil and gas wells, cement isolates the wellbore, prevents casing failure, and keeps wellbore fluids from contaminating freshwater aquifers.

The basic factors engineers and operators must consider for successful cementing jobs have not changed in more than 50 years. These factors are summarized in eight basic ideas:

1. Condition the drilling fluid.
2. Use spacers and flushes.
3. Move the pipe.
4. Centralize the casing.
5. Maximize the displacement rate.
6. Design slurry for proper temperature.
7. Select and test cement compositions.
8. Select a proper cementing system. 

ЛИТЕРАТУРА/REFERENCES

API RP 10B, Recommended Practice for Testing Well Cements, 22nd edition. 1997. Washington, DC: API.

Economides, M. (1990). Well Cementing. (E. B. Nelson, Ed.) Sugar Land, Texas: Schlumberger Educational Services.

Lyons, W. C. (Ed.). (1993). Handbook for Petroleum and Natural Gas Engineers (Vol. 1). Houston: Gulf Publishing Company.

Marca, C. (1990). Remedial Cementing. Sugar Land, Texas: Schlumberger Educational Services.

Nelson, E. B., Baret, J. F., & Michaux, M. (1993). Additives and Mechanisms of Action. Sugar Land, Texas: Schlumberger Educational Services.

Nelson, E. B. (1990). Well Cementing. (E. B. Nelson, Ed.) Sugar Land Texas 77478: Schlumberger Educational Services.

Rae, P. (1990). Cement Job Design. Sugar Land, Texas: Schlumberger Educational Services.

Welltec® – опыт выполнения ГТМ на геофизическом кабеле на месторождениях Северного Каспия

В.Р. КУЧУКОВ, менеджер по развитию бизнеса, ООО «Велтэк Ойлфилд Сервисес (РУС)»

Компания Welltec® представила в 1994 году революционную разработку Well Tractor® – скважинный трактор, открыв тем самым эру роботизированных кабельных инструментов в нефтегазовой индустрии, за более чем 20 лет успешной деятельности стала признанным мировым лидером в своем классе. В Российской Федерации компания Welltec® ведет производственную деятельность с 2008 года, успешно выполнив за это время более 1000 скважинных операций. Начав с обычной доставки геофизической аппаратуры в горизонтальные скважины на кабеле, компания неуклонно наращивает пакет услуг и на данный момент успешно реализует такие проекты, как:

- управление внутрискважинными клапанами и задвижками;
- резка буровых труб и обсадных колонн;
- безрайзерный доступ в глубоководные скважины;
- установка и срыв пакеров и пробок;
- удаление твердых отложений, парафиновых и гидратных пробок без глушения скважин;
- фрезерование портов МГРП и элементов пакеров;
- заколонные металлокордовые пакеры WAB и WLP;
- управляемые муфты контроля притока;
- беспроводные системы мониторинга пласта и т.д.

Одним из основных ареалов деятельности компании являются шельфовые проекты в различных частях мира, в том числе в Российской Федерации. В этих условиях ГТМ на геофизическом кабеле являются оптимальным, наиболее эффективным и экономически обоснованным решением по поддержанию добычи углеводородов на приемлемом уровне.

Хочется отметить, что в предыдущие годы именно в России и СНГ Welltec® впервые в своей истории реализовал несколько ключевых проектов, например, таких как доставка ГНКТ скважинным трактором в морской скважине при обработке ПЗП и проведение ПГИ в скважинах через ЭЦН с байпасной системой.

Не стал исключением в этом ряду и 2018 год, когда на Северо-Каспийских морских скважинах ПАО «ЛУКОЙЛ» Welltec® установил сразу два рекорда, а именно: за один спуск на кабеле переключено в закрытое состояние 11 устройств контроля



Рисунок 1 – Установлен рекорд месторождения



Рисунок 2 – Скважинный ключ Well Key®

притока (УКП), а во второй скважине установлена максимальная глубина ГТМ на кабеле для данного месторождения, составившая 7980 м по стволу.

Являясь основным подрядчиком по ПГИ для ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть» с 2013 года, Welltec® успешно внедрил следующую технологию проведения геофизических исследований в протяженных горизонтах с длинами стволов более 2000 м:

1. Моделирование СПО с кабелем в собственном пакете WELLSIM®. На этом этапе производится конфигурация приборной сборки, необходимой для успешного решения задачи, заказчику предоставляются диаграммы натяжений кабеля на спуске и подъеме. Данный этап является критически важным в процессе принятия

решения и анализе рисков планируемого ГТМ, поэтому мы уделяем ему повышенное внимание.

2. Шаблонирование ствола скважины турбожелонкой Well Cleaner®. Действуя по принципу «скважинного пылесоса», данный инструмент позволяет извлекать из скважины даже мелкодисперсный мусор.
3. Экспресс-анализ извлеченных отложений. В случае протяженных горизонтов это позволяет значительно сэкономить время ГТМ, позволяя избежать лишних СПО, т.е. сэкономить деньги заказчика исследований.
4. Корректировка интервалов исследований.
5. Регистрация профиля притока на различных режимах приборным комплексом с распределенными датчиками.

Для выполнения задачи исследований скважины при ее работе многофазным притоком хорошо зарекомендовал себя приборный комплекс MAPS, характерной особенностью которого является наличие 3-х многозондовых разнесенных по стволу массивов датчиков, дополняющих стандартную промысловую компоновку 12 влагомерами, 6 минирасходомерами и 12 резистивиметрами. В сочетании с мощным пакетом предварительного моделирования данный комплекс выдает отличный результат, по достоинству оцененный недропользователями по всему миру.

Но наиболее значимым событием 2018 года для Welltec® в России явилась практическая реализация давней мечты многих геологов и разработчиков месторождений, а именно: непосредственное управление добычей скважины. Не секрет, что как раз к этому стремится и развитие технологий систем заканчивания скважин.

Перед Welltec® была поставлена задача: ограничить

приток воды в ствол скважины и аргументированно доказать успешность переключения УКП. По данным геологической модели, основной водоприток предполагался с забоя скважины в интервале 4500–5000 м. Были использованы следующие инструменты: Well Tractor®, Well Stroker®, Well Key®. Для регистрации положения муфт УКП, помимо телеметрических данных по дистанции передвижения муфты и усилию строкера, был использован также многорычажный промысловый профилемер. Уникальным решением явилась возможность онлайн-регистрации замеров профилемером через скважинный ключ Well Key®, что в разы сократило время данного ГТМ. Необходимо отметить, что усилие сдвига УКП в скважинных условиях составило как минимум 1350–1500 кг, что на глубинах более 4000 м представляет значительную сложность для ГНКТ, особенно сдвиг муфты «вниз», к забою, в результате скручивания трубы. Тогда как в данной приборной компоновке скважинный концентратор усилия (строкер) Well Stroker® был сконфигурирован на усилие до 15 тонн и переключал УКП с легкостью.

Вторым спуском была спущена компоновка Well Tractor® – MAPS, результат ПГИ на 2-х режимах был однозначен: приток воды с забоя полностью перекрыт, замеры показали снижение воды в продукции на 35%!

В итоге результат данного ГТМ:

- За 1-й спуск закрыты все 11 муфт.
- Контроль закрытия каждого УКП подтвержден каверномером.
- Операция переключения выполнена за 4 часа.
- 2-й спуск: ПГИ на 2-х режимах подтвердило

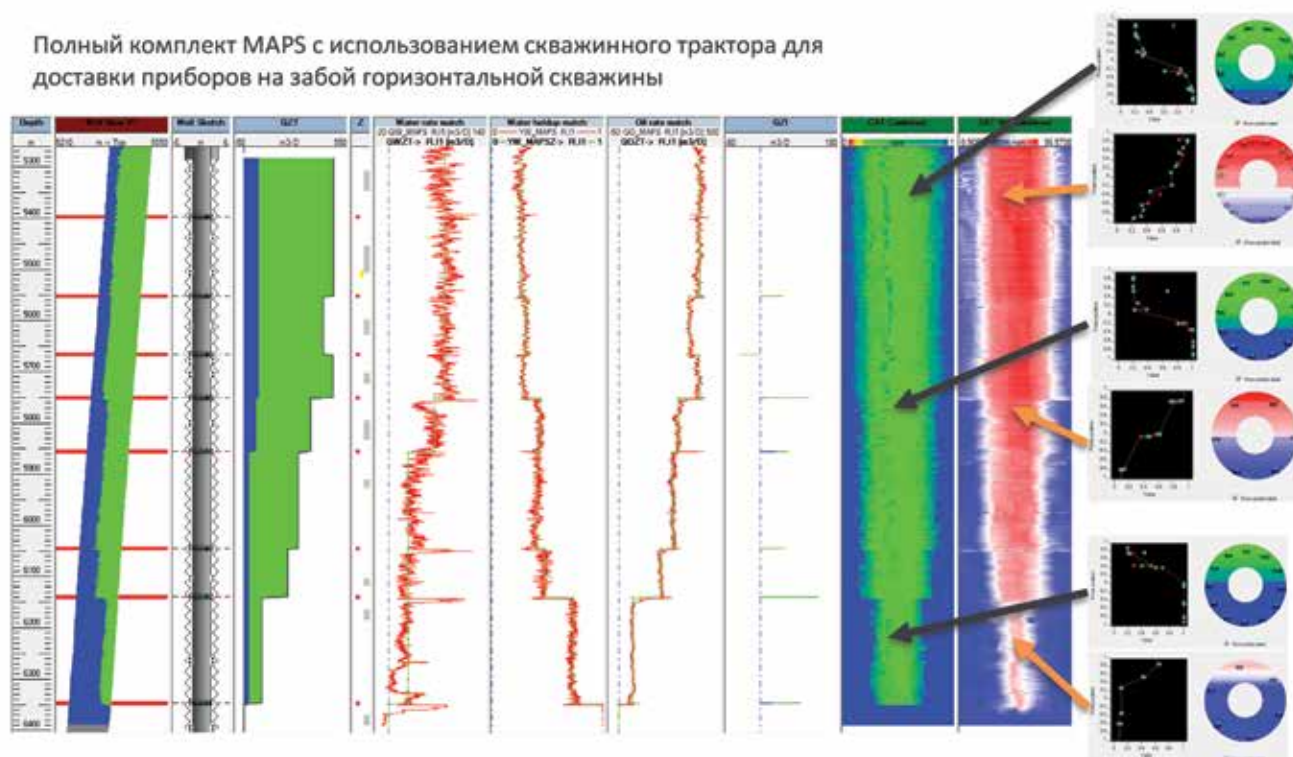


Рисунок 3 – Пример регистрации профиля притока на тракторе

УКП 2

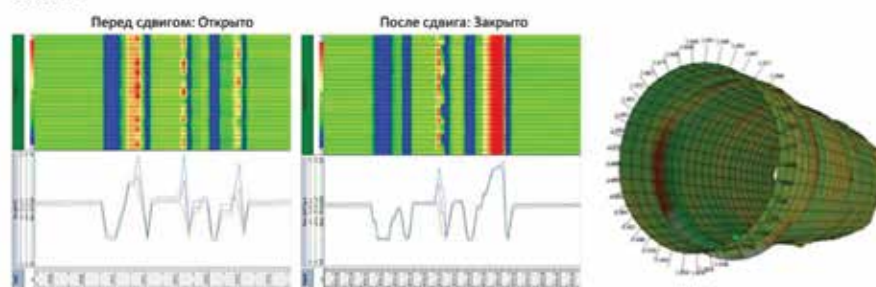


Рисунок 4 – Данные профилометрии УКП до и после переключения

полное отсутствие притока с закрытого интервала.

- **Задача выполнена: обводненность продукции скважины снижена на 35%.**

В заключение хочется отметить, что в последнее время сервис по управлению клапанами контроля притока становится по-настоящему востребованным со стороны недропользователей: конструкции скважин усложняются и становятся более «интеллектуальными», т.е. управляемыми. Надежное и прогнозируемое качество управления этими скважинами, несомненно, является ключом к успеху при выполнении ГТМ. ☺

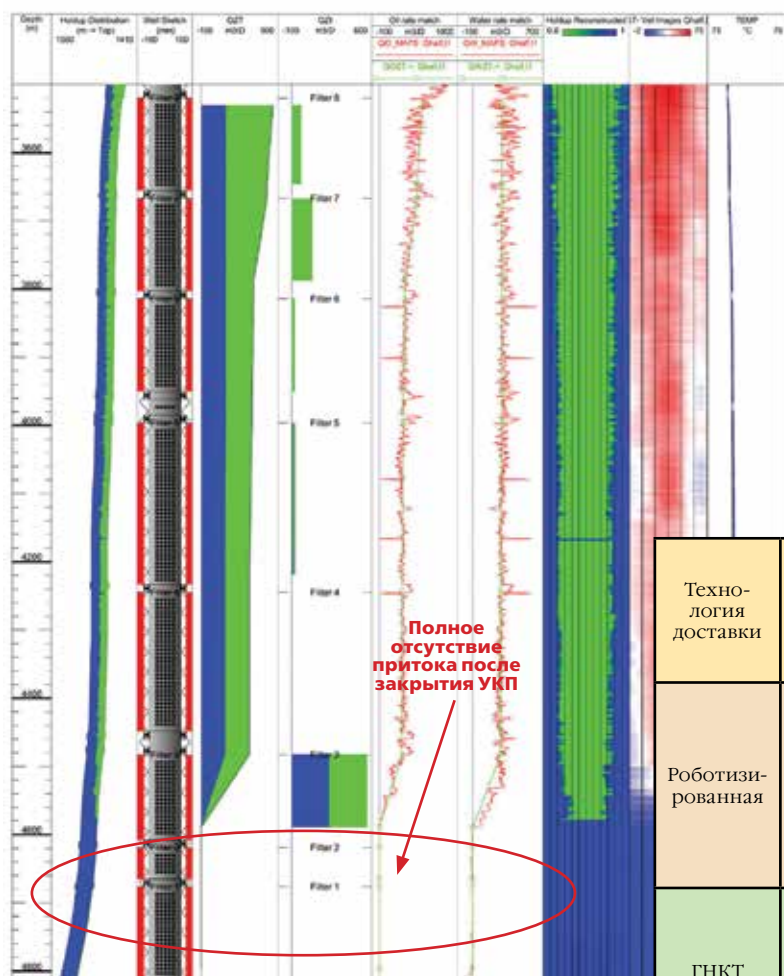


Рисунок 5 – Профиль притока после закрытия УКП

Таблица 1 – Сравнение технологий доставки инструментов управления УКП

Технология доставки	Длина горизонтального участка скважины	Усилие сдвига УКП	Контроль положения УКП	Контроль притока	Закачка жидкостей в пласт
Роботизированная	Без ограничений	Точно, до 50 тонн	Онлайн, ± 0,05 м	Датчики давления и температуры либо полноценный прибор ПГИ	0
ГНКТ	~ 1000 м	Не контролируется, сильно зависит от трения	Механический счетчик глубины, механический локатор	Только измерения на устье	10... 100...? м³



Рисунок 6 – Комплексный геофизический отряд Welltec®



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



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

Гидравлический разрыв пласта
Hydraulic fracturing

Услуги с установками ГНКТ
Coiled tubing services

Освоение скважин азотом
Well gaslifting

Заканчивание скважин
Well completion

Пакерный сервис
Packer service

Ловильные работы
Fishing operations

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



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

Отвечая на новые вызовы

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

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

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

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

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



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



QMS
REGISTERED





*Только оригинальные запчасти!
Только профессиональные услуги!*

СЕРВИС КОЛТЮБИНГОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ ТЕПЕРЬ ЕЩЕ ДОСТУПНЕЕ

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

Основные наши услуги это:

- Гарантийное и послегарантийное обслуживание оборудования;
- Проведение пуско-наладочных работ и обучение специалистов Заказчика;
- Проведение работ по капитальному ремонту и модернизации оборудования;
- Поставка безмуфтовой длиномерной 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!**



Россия, 119017, г. Москва
Пыжевский пер., д. 5, стр. 1, офис 224

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

ОТДЕЛ ПРОДАЖ И СЕРВИСА
+7 (916) 965-81-01
E-mail: sales@mashoil.ru

Тезисы докладов, представленных на 19-й Международной научно практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы»

Proceedings of the 19th International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference

ГНКТ – вызовы сегодняшнего дня. От задач к оборудованию

С.М. СИМАКОВ, ООО «Газпромнефть НТЦ»

Структура запасов, их глубина залегания, доступность с каждым годом становятся все сложнее, и рядовые операции уже не отвечают тем вызовам, с которыми мы сегодня сталкиваемся. Строительство более сложных скважин требует разработки и применения нестандартного оборудования. Это касается систем заканчивания скважин с МГРП и, конечно же, ГНКТ как основного инструмента, отвечающего современным требованиям.

Сейчас наблюдается тенденция к наращиванию длины ГТ, увеличению диаметра, группы прочности. Вместе с длинами изменилась и толщина стенки применяемых труб, вошли в применение разностенные оптимизированные под конкретные скважинные условия (темпируемые) трубы.

Изменение длины и диаметра влечет за собой также и ряд изменений технических особенностей оборудования, таких как тяговое усилие инжектора, силовой установки, диаметра узла намотки и его габаритных размеров, а также весовых характеристик для учета нагрузки на раму установки.

С изменением поставленных задач меняются и технологические подходы. Постепенно мы подошли к одному из основных вызовов, стоящих перед ГНКТ, – выполнению технологических задач на скважинах с амбициозными целями: горизонтальный участок 2000–3000 м, АВПД до 620 атм, измеренная глубина (MD) 6100–6500 м и глубже. Отдельно стоит отметить вызовы, стоящие перед нами в связи с освоением все более северных территорий, так называемого Ямальского кластера, находящихся за полярным кругом. Здесь ключевым фактором являются низкие температуры и ограничения по гидравлической системе большинства производителей установок ГНКТ.

Для решения подобных задач могут найти

Coiled Tubing – Challenges Today. From Tasks to Equipment

Sergey SIMAKOV, Gazpromneft NTC



Reserves structure, depth and accessibility are becoming more complex each year so that standard operations no longer address challenges we face today. Drilling of more complex wells require development and application of non-standard equipment. This includes multistage fracturing completion systems and CT as the main tool that meets modern requirements.

Now there is a clear tendency for the increase in CT length and diameter, strength group. CT wall thickness has also been changed. Service companies start to apply tapered CT strings optimized for certain well conditions.

Changes in length and diameter cause changes in the following technical characteristics of equipment: injector pull capacity, power pack, drum diameter and drum size as well as weight characteristics to account for the load on the unit frame.

Changes in operational objectives affect technology approaches. We gradually came to one of the main challenges of coiled tubing – performing operations with ambitious goals: horizontal wellbores 2000–3000 m, AHRP up to 620 atm, measured depths 6100–6500 m and deeper. However, there are also challenges regarding development of north fields located beyond the Arctic Circle, the so-called Yamal Cluster. The key problems here are low temperature and hydraulic system limitations. These problems can't be solved by the majority of coiled tubing units manufacturers.

Heavy Duty CT units with increased lifting capacity

свое применение установки ГНКТ повышенной грузоподъемности (Heavy Duty).

Такие установки ГНКТ имеют свои особенности: как преимущества, так и недостатки. Установка ГНКТ с емкостью узла намотки 6500 м и диаметром гибкой трубы 2 3/8 (60,3 мм) может быть полезна для:

- работ в горизонтальных участках 2000 м и более, для управления равнопроходными муфтами МГРП, где требуется приложить дополнительную нагрузку более одной тонны;
- управляемого бурения, где в телесистему (ТС) входит электрический ориентатор повышенной мощности, способный на забое разворачивать ВЗД вокруг своей оси до 360 градусов, и за счет угла перекоса на нем профиль коридора проводки скважины может составлять 1 м;
- применения спроектированных и изготовленных гибких труб под каждую конкретную сложную скважину, где технология темпирования будет необходима исходя из условий конструкции скважины.

Безусловно, работа с трубами диаметром 60 мм на глубинах более 6000 м невозможна без силовой установки с гарантированным запасом прочности по грузоподъемности инжекторной головки.

Установка ГНКТ с емкостью барабана 6500 м, но диаметром уже 2 7/8 (73,0 мм) идеально подходит для выполнения МГРП через гибкую трубу, где есть явное преимущество в скорости перехода между стадиями, меньшим объемом прокачиваемой жидкости за счет отсутствия необходимости заполнять объем НКТ до начала ГРП и на стадии «продавки». Также стоит отметить уникальную возможность повторных подходов МСГРП с гибкой трубой (рефрак) на скважину с открытыми портами.

Оборудование ГНКТ в перспективе видится многозадачным комплексом, способным откликнуться на новые вызовы для их решения, а также предупреждения в процессе ведения работ. Решения могут быть разными, от рядовых до высокотехнологичных. Так же, как и предупреждения наработки отказа оборудования должны быть соответствующими – от предупреждения низкого давления в системе до изменения толщины стенки гибкой трубы, овальности, в режиме реального времени.

Отвечая на вызовы. Перспективные направления развития колтюбингового оборудования от СЗАО «ФИДМАШ»

Ю.В. БЕЛУГИН, СЗАО «ФИДМАШ»

Рынок колтюбинговых услуг является одним из наиболее динамичных сегментов рынка нефтепромыслового сервиса. Отражением этого является, в частности, рост количества установок ГНКТ за последние 10 лет примерно в 3 раза, сопровождающийся опережающим ростом числа операций.

can be applied for these purposes.

These coiled tubing units have advantages and disadvantages. Coiled tubing unit with reel capacity 6500 m and CT diameter 2 3/8 (60,3 mm) can be useful in the following cases:

- Operations for shifting full-bore sleeves in wells with horizontal sections of 2000 m and more, where additional load of more than 1 ton is required.
- Directional drilling operations where telemetry system includes high-power electric orienting tool that is able to rotate positive displacement motor round its axis up to 360 degrees. This steering angle provides drilling window of 1 m.
- Application of these designed and manufactured coiled tubing strings in complex wells where well geometry requires tapered strings.

No doubt, operation with coiled tubing of 60 mm diameter at depths of more than 6000 m is impossible without a power pack with a safety factor on the pull capacity of the injector head.

Coiled tubing unit with drum length 6500 m and diameter 2 7/8 (73,0 mm) is perfect for multistage fracturing through coiled tubing. Clear advantage is higher speed of moving to the next stage, lower volume of injected fluid because there is no need to fill the tubing before and after fracturing. It is also worth mentioning about the unique ability to perform multistage re-fracturing in wells with opened ports.

In prospect, CT equipment appears to be a multi-task complex that will be able to face new challenges and find solutions and mitigate risks during operations. Solutions can differ from conventional to high-tech ones. Prevention measures for equipment failure should also be different: prevention of low pressure in CT system and monitoring of CT wall thickness and ovality in real time mode.

Responding to Challenges. Perspective Directions of Coiled Tubing Equipment Development from NOV FIDMASH

Yury BELUGIN, NOV FIDMASH



The market for coiled tubing services is one of the most dynamic segments of the oilfield service market. A reflection of this is, in particular, the increase in the number of CT units in the last 10 years, about 3 times, accompanied by a rapid increase in the number of operations. Currently, the use of coiled tubing in the market is largely focused on the development of wells (after hydraulic fracturing, drilling and

В настоящее время применение колтюбинга на рынке во многом сфокусировано на освоении скважин (после ГРП, бурения и ЗБС), обработках призабойной зоны (ОПЗ) и ряде видов КРС. Проникновение ГНКТ в другие сегменты является достаточно ограниченным (забуривание боковых стволов, ГРП через ГНКТ, фрезерование), что особенно заметно в сравнении с международным опытом, в первую очередь в США и Канаде.

Перспективы рынка колтюбинга основаны на расширении применения в сегментах нефтепромыслового сервиса, где прогнозируется устойчивый рост (горизонтальный фонд, включая боковые горизонтальные стволы; ГРП и МГРП; ЗБС и ГИС, в том числе шельфовые проекты), а также на увеличении технологической сложности и стоимости операций. Рынок обладает значительным потенциалом роста и способен в течение 5–10 лет вырасти как в количественном, так и денежном выражении.

Рост глубин скважин, виды операций с ГНКТ требуют новых классов оборудования, и то, что несколько лет назад считалось чем-то передовым и достаточным, то в современных реалиях уже не в полной мере отвечает поставленным задачам.

Все это будет требовать новых решений как в технологии, так и в оборудовании.

В докладе подробно рассматриваются различные модификации колтюбинговых установок для работы с ГНКТ 44,45–50,8 мм и 60,3 мм, размещающихся на одном или нескольких шасси.

Освещаются вопросы автоматизации колтюбинговых установок, системы удаленного мониторинга «Фидмаш-Онлайн» (текущее состояние и перспективные направления развития).

Полевая демонстрация новых ГНКТ для внутрискважинных работ в Европе

Тимур САБИТОВ, Tenaris Coiled Tubes

В конце 2015 года компания «Тенарис» представила новые технологии производства ГНКТ повышенного качества. Компания предлагает группы прочности, рассчитанные на предел прочности 95, 110, 125 и 140 kpsi. На момент написания данного материала более 600 новых ГНКТ поставлено заказчикам по всему миру. Данные по использованию ГНКТ сервисными компаниями демонстрируют повышение эффективности в 2–5 раз по сравнению со стандартными ГНКТ на аналогичных операциях благодаря повышенной износостойкости.

В некоторых регионах износостойкость не является основным критерием эффективности ГНКТ. Благодаря технологии отпуска мартенсита группа прочности новых ГНКТ обеспечивает повышенную износостойкость к сероводородной среде и повышенную стойкость к повреждениям

sidetracking), bottomhole zone treatments and a number of types of workover. The penetration of the CT into other segments of the market is quite limited (sidetracking, frac through CT, milling), which is especially noticeable in comparison with international experience, primarily in the United States and Canada.

The prospects for the coiled tubing market are based on expanding the application in oilfield service segments where steady growth is predicted (horizontal fund, including lateral horizontal wellbores; hydraulic fracturing multistage hydraulic fracturing; sidetracking and logging services, including offshore projects), as well as increasing technological complexity and cost of operations. The market has significant growth potential and is able to grow both in quantitative and monetary terms within 5–10 years.

The growth of the depths of wells, the types of operations with coiled tubing require new classes of equipment and what was considered something advanced and sufficient a few years ago, then in modern realities does not fully meet the objectives.

All this will require new solutions in technology and equipment.

The report discusses in detail various modifications of coiled tubing units for operation with 44.45–50.8 mm and 60.3 mm coiled tubing located on one or several chassis.

It covers the issues of automation of coiled tubing units, the Fidmash-Online remote monitoring system (current status and future development directions).

Field Performance of New Coiled Tubing for Europe Interventions

Timur SABITOV, Tenaris Coiled Tubes, LLC



In late 2015, Tenaris introduced new manufacturing technologies to produce superior performing coiled tubing (CT). Tube grades are available in 95, 110, 125 and 140 KSI yield strength. Over six hundred of the new CT strings have been delivered to customers worldwide at the time of this writing. Field usage data shows CT service companies are achieving two-to-five times the

utilization compared to conventional coiled tubing on equivalent jobs, thanks to the improved fatigue resistance.

For some regions, fatigue performance may not be the primary criteria for string performance. Because of the CT's tempered martensite microstructure, the new CT grade provides improved material resistance

по сравнению со стандартными группами прочности. В совокупности данные факторы предоставляют возможность использовать ГНКТ в тех операциях, выполнение которых ранее считалось невозможным. Данный доклад посвящен двум разделам:

1. Полевой опыт использования новых ГНКТ в Европе (в том числе России).
2. Лабораторные тестирования новых ГНКТ на стойкость к сероводороду, которые проводились в последние несколько лет. В данном докладе описано тестирование стойкости ГНКТ к сероводороду и результаты использования новых ГНКТ на реальных скважинах.

Износ ГНКТ

Ken Ньюман, ATHENA Engineering Services, США

В данном докладе были представлены следующие темы:

- необходимость моделирования износа ГНКТ;
- накопленный опыт моделирования износа ГНКТ;
- теория применения различных моделей износа ГНКТ;
- примеры использования моделирования износа ГНКТ для предупреждения аварий;
- способы увеличения срока эксплуатации ГНКТ с помощью моделирования износа;
- методы инспекции ГНКТ и оценка их эффективности.

Нагрузки, действующие на ГНКТ. Применение ГНКТ в скважинах с большим отходом от вертикали

Ken Ньюман, ATHENA Engineering Services, США

В данном докладе были представлены следующие темы:

- теория применения различных моделей нагрузок на ГНКТ;
- описание спирального смятия ГНКТ и прихватов, которые не позволяют спустить ГНКТ далее по стволу скважины. Предельные значения нагрузки на долото;
- обзор параметрического исследования влияния геометрии ствола скважины, размера ГНКТ и используемых жидкостей на нагрузки на ГНКТ;
- методы для обеспечения дохождения ГНКТ до забоя в глубоких горизонтальных скважинах и увеличения передаваемой нагрузки на долото во время бурения.

Дефектоскоп как средство оптимизации сроков использования ГНКТ и предотвращения аварийных ситуаций при проведении работ с использованием колтюбингового оборудования

А.М. ВЕРЕМЕЕНКО, СЗАО «Новинка»

to H₂S environments and improved damage tolerance relative to comparable conventional CT grades. Taken together, these factors allow greater opportunity to optimize CT string design, allowing CT to be used in operations that previously had not been possible. This presentation focuses on two topics:

1. the field experience of the new CT in Europe including Russia.
2. the extensive laboratory H₂S testing that has been performed on the new CT over the past several years, and this presentation contains comprehensive sour fatigue testing and field performance results.

CT Fatigue and Inspection

Ken Ньюман, ATHENA Engineering Services, США



This presentation will cover:

- the need for modeling CT fatigue life;
- the history of CT fatigue life modeling;
- the basic theory used for these models;
- examples of how these models help avoid CT failures;
- how these models extend the useful life of the CT;
- a discussion of CT inspection methods and how effective they are.

Tubing Forces and Extended Reach

Ken Ньюман, ATHENA Engineering Services, США

This presentation will cover:

- the basic theory used for performing tubing forces modeling;
- a description of helical buckling and lockup which prevents pushing CT farther into a horizontal well, or limits weight on bit;
- review of a parametric study showing how variations in well geometry, CT size and well fluids affects the tubing forces;
- a discussion of methods that can be used to reach farther in a horizontal well or apply more weight on bit when drilling.

Flaw Detector for Optimizing Coiled Tubing Service Life and Preventing Emergencies When Working with Coiled Tubing Equipment

Alexander ВЕРЕМЕЕНКО, Novinka CJSC

There are high requirements for coiled tubing. On the one hand, it must be reliable. On the

К гибким трубам предъявляются высокие требования. С одной стороны, от них требуется надежность. С другой стороны, популярная в мире концепция бережливого производства предполагает как можно полнее использовать их ресурс.

Однако на этапе выполнения работ с использованием ГНКТ могут возникать непрогнозируемые ситуации, такие как задиры трубы плашками, истирания ее на искривлениях скважины, а также воздействие агрессивных сред, которые снижают ресурс трубы и создают угрозу возникновения аварийной ситуации. Сложно прогнозируемым является также реальный остаточный ресурс трубы.

Для определения реального состояния ГНКТ на всех этапах ее использования, выявления непрогнозируемых рисков безопасности работ и для максимального использования ресурса гибкой трубы целесообразно применение дефектоскопа.

Специалистами СЗАО «Новинка» на основе данных, полученных при испытаниях большого набора труб с различными дефектами, был создан рабочий образец ДТ1.

ДТ1 предназначен для инспекции гибких труб трех диаметров: 38,1 мм, 44,45 мм, 50,8 мм. Толщина стенки до 5 мм. Дефектоскоп может устанавливаться как на новые колтюбинговые установки, так и на ранее выпущенное оборудование.

По принципу работы ДТ1 — это магнитный дефектоскоп. Намагничивание участка трубы до технического насыщения осуществляется постоянными магнитами, чтобы минимизировать вес дефектоскопа.

Дефектоскоп состоит из блока измерительного, блока коммутационного, персонального компьютера, монтажного поводка, комплекта соединительных кабелей и специального программного обеспечения. В докладе была дана подробная характеристика каждого из блоков, а также продемонстрированы примеры дефектограмм параллельно, в том числе и с графиками вибрации.

Точностные испытания макетного образца дефектоскопа и его испытания на колтюбинговой установке полностью подтвердили соответствие прибора заявленным параметрам и показали, что разработанное устройство находится на уровне лучших зарубежных аналогов.

Комплексный (интегрированный) подход при реализации сервисных услуг ООО «Пакер Сервис»

К.А. КАРИМОВ, ООО «Пакер Сервис»

В докладе была дана подробная характеристика технических и технологических мощностей «Пакер Сервис» (24 комплекса ГНКТ с азотными установками, 6 комплексов ГРП, 5 пакерных



other, according to lean production method it should perform to its full capacity.

However, during operations, unforeseen circumstances may arise such as tearing of tubing surface by rams, scuffing at the curved sections of the well, aggressive substances that reduce coiled tubing service life and can lead to emergencies. It is also difficult to analyze remaining CT service life.

Flaw detector is used for analysis of a real CT condition at all stages of its service, for identification of non-predictable safety risks and maximizing CT service life.

Specialists of Novinka created a working sample DT1 based on the data obtained during testing of a wide range of tubings with different defects.

DT1 is designed for inspection of three CT diameters: 1.5 inch, 1.75 inch, 2 inch. Wall thickness is up to 5 mm. Flaw detector DT1 can be installed on both new and previously manufactured coiled tubing units.

DT1 is a magnet flaw detector. Magnetization of the tubing section is performed using permanent magnets in order to minimize flaw detector weight.

Measurement unit DT1 consists of several parts thus providing simple and convenient installation on CT. Unit gravity center is below the tubing axis. Measurement unit installation on the level wind is performed using a steel draw-bar with a break sensor.

The report gave a detailed description of each of the blocks, and also demonstrated examples of defectograms in parallel, including a color image of the flaw pattern.

Accuracy testing of a mock-up sample of flaw detector and field-testing on coiled tubing unit provided full confirmation of the tool compliance with stated requirements and showed that developed tool is at the level of the best foreign analogues.

The Integrated Approach to Implementation of Services in Packer Service LLC

Kamil KARIMOV, Packer Service, LLC

The report included detailed characteristic of technical and technological capacities of "Packer Service" (24 CT fleets with nitrogen units, 6 fracturing fleets, 5 packer crews, 3 fishing crews and other product lines) and company activity in a number of regions in the Russian Federation and Kazakhstan. The main characteristics of the equipment were also described. The reporter provided details on completion projects including the shelf project on the Pirazlomnaya platform of

участков, 3 участка с ловильным сервисом и др. сервисные линии), представлена география деятельности компании в ряде регионов РФ и Казахстане. Раскрыты основные характеристики оборудования, имеющегося в арсенале компании. Докладчик остановился на проектах по заканчиванию скважин, в т.ч. на шельфовом проекте на платформе «Приразломная» ООО «Газпромнефть шельф», особо значимом в условиях санкционного давления. В рамках этого проекта в 2015–2018 годах были успешно выполнены работы на двенадцати скважинах.

Практически все нужды во внутрискважинном оборудовании компания закрывает силами дочернего предприятия «Пакер Тулз». В частности, была создана система заканчивания скважин МСГРП с муфтами, активируемыми шарами. Компания владеет широким спектром технологий ГРП, прогрессивными технологиями для исследования скважин после проведения ГРП (инструментальный анализ или исследования с применением гибкой трубы и технологии с закачкой химических трассеров или маркерный мониторинг с помощью проппанта). «Пакер Сервис» успешно использует и стандартные методы, предполагающие применение различных геофизических приборов, спускаемых на ГНКТ, как автономных, так и с кабелем (приборы «Гео» и «Сова»). Новое перспективное направление – проекты по заканчиванию скважин.

Заключительная часть доклада была посвящена многостадийным ГРП в горизонтальных скважинах, в том числе с применением технологии Plug & Perf, которая позволяет проводить кластерную перфорацию, когда создается сетка трещин, что особенно актуально для низкопроницаемых коллекторов.

Применение технологии Plug & Perf при многозональном гидроразрыве в скважинах с горизонтальным окончанием

П.С. ДЕМАКИН, ООО «ТаграС-РемСервис»

Компания «Татнефть», являющаяся образцом высокой технологической культуры и активно внедряющая прогрессивные технологии на своих объектах, в текущем году провела опробование хорошо зарекомендовавшей себя технологии Plug & Perf, но уже в новом качестве, с учетом вопросов максимальной экономической эффективности. Для реализации данной технологии были привлечены флот ГРП ООО «ТаграС-РемСервис» и подрядная организация, предоставившая оборудование для Plug & Perf.

В качестве объекта для опытно-промышленных испытаний была подобрана скважина Чишминской площади Ромашкинского месторождения. Скважина была пробурена с горизонтальным окончанием. При этом горизонтальным участком протяженностью 321 м



Gazpromneft Shelf LLC, which is particularly important in the conditions of sanctions pressure. Completion operations on twelve wells were successfully performed within this project in 2015–2018.

Almost all demands for downhole equipment are fulfilled by a subsidiary company “Packer Tools”. In particular, the company developed

well completion system with ball-drop sleeves for multistage fracturing. The company provides a wide range of fracturing technologies, cutting-edge technologies for well testing after fracturing (instrumental analysis, well testing using coiled tubing with injection of chemical tracers, marker monitoring using proppant). Packer Service has also been using standard logging methods with different CT-deployed logging tools both autonomous and cable-equipped (tools “Geo” and “Sova”). New perspective product line is well completion.

The final part of the report was dedicated to multistage fracturing in horizontal wells, including Plug & Perf that allows to carry out cluster perforation creating fracture network that is particularly important for low-permeability reservoirs.

Application of the Plug & Perf Technology for Multistage Fracturing in Horizontal Wells

Pavel DEMAKIN, TagraS-RemService LLC



Tatneft, a model of high technological culture and actively introducing advanced technologies at its facilities, in the current year conducted testing of the well-proven Plug & Perf technology, but in a new quality, taking into account the issues of maximum economic efficiency, the fleet of the state-owned enterprise. “TagraS-RemService” and the

contractor that provided equipment for Plug & Perf were involved for the implementation of this technology.

A horizontal well of Chishminskaya area of the

был вскрыт продуктивный объект кыновского горизонта, характеризующийся крайней неоднородностью по своим фильтрационно-емкостным свойствам.

Для реализации технологии, позволяющей выполнить посадку проходной пакер-пробки и перфорацию за один спуск геофизического оборудования, была спроектирована и изготовлена tandemная установка, включающая в себя посадочную камеру с пороховым зарядом и перфорационные снаряды. Доведение tandemной установки до интервала посадки проходной пакер-пробки в горизонтальном участке скважины выполнялось путем нагнетания жидкости разрыва или технической жидкости по стволу скважины. Для обеспечения герметичности устья скважины была применена лубрикаторная установка и гидравлический превентор.

Цикл подготовительных работ включал в себя, помимо монтажа оборудования, шаблонировку ствола скважины имитатором tandemной установки и опрессовку лубрикатора с превентором на 500 атм. Продолжительность работ не превысила шести часов.

Скорость спуска tandemной установки в вертикальном участке скважины составляла до 5000 м/час. После выхода установки в горизонтальный участок скважины и прекращения движения под собственным весом запускался насос высокого давления флота ГРП с расходом от 0,3 до 0,9 м³/мин. По достижении установкой нужного интервала закачка останавливалась и натяжением геофизического кабеля установка выводилась до нужной точки. Далее инициировался пиропатрон посадочной камеры, давлением пороховых газов производилась пакеровка пробки и одновременное срезание штифтов. Затем также натяжением кабеля перфорационные снаряды выводились на необходимый интервал, и выполнялась перфорация следующей зоны для гидроразрыва. После подъема отработавшей компоновки производился сброс растворимого шара и через расчетное время запускался насос, и с расходом 0,3–0,6 м³/мин производилось доведение шара до посадочного седла на проходной пробке. Момент посадки шара определялся по изменению устьевого давления (характерный скачок). С этого момента расход увеличивался до проектных параметров и выполнялся гидроразрыв пласта.

Контроль качества работки контролировался как визуально – путем осмотра tandemной установки после извлечения, так и в режиме онлайн.

В качестве инициации отключения участка ранее проведенного разрыва применялись водорастворимые (фантомные) шары диаметром 92,4 мм. Для их сброса выполнялся демонтаж лубрикатора, сбрасывался шар и устанавливалась

Romashkinskoye field has been selected for pilot testing. Horizontal wellbore with 321 m length was drilled in Kynovskiy horizon reservoir that is characterized by a heterogeneous behavior of permeability and porosity.

For setting the packer-plug and performing perforation developed a unique BHA that combined setting tool with powder explosives and perforation charges. Running a tandem BHA at a setting depth in horizontal wellbore was performed by the injection of a fracturing fluid or a process fluid into the wellbore. A lubricator unit and a hydraulic blowout preventer provided pressure integrity of the wellhead.

Preparation included rigging up the equipment, wellbore drifting with a tandem BHA dummy and pressure test of lubricator and preventer for 500 atm. Job duration was no more than 6 hours.

The running speed for a tandem BHA in a vertical wellbore was up to 5000 m/hour. Once BHA is in the horizontal wellbore and cannot move by its own weight, a high-pressure fracturing pump is launched with a rate 0.3–0.9 m³/min. Pump is stopped once BHA reaches the required depth. Then, a logging cable tension allows locating BHA at the target depth. Then, a powder charge of the setting chamber is activated, powder gases pressure sets the plug and shears pins. After that, perforation charges are located at the required depth by a logging cable tension and the next fracturing stage is performed. After pulling the used BHA out of hole, a soluble ball is dropped and a pump is launched after the estimated time. Then, a ball is injected to a landing seat in the plug with a rate 0.3–0.6 m³/min. The moment when ball lands on the seat is defined by an instant rise in the wellhead pressure. After that, rate is increased to a planned value and a fracturing is performed.

Quality control of BHA make-up was performed in two ways: a visual BHA inspection after retrieval and a real-time control.

Water-soluble (phantom) balls with a size of 92.4 mm were used for isolation of previously fractured zone. Lubricator was rigged down, a ball was dropped and a blind cap was installed. Estimated dissolution time: 48 hours. The essential requirement for technology implementation was the maximum precise injection of proppant mixture during fracturing.

Duration of operation for setting a packer-plug and perforation was from 1.4 to 2.19 hours that is 10 times faster than a standard operation with a tubing. The overall duration was 2 days. There was no need to drill plugs and clean out the wellbore. Stimulation crew installed a small-sized ESP-80. A real production rate exceeded the expected one by 4.5.

Experience and Optimization of the MGRP Technology for Oil Rim Field

Alexander BELOV, Gazpromneft-Yamal LLC;

заглушка. Расчетное время начала растворения: 48 часов. Обязательным условием для реализации технологии являлось выполнение процесса ГРП с максимально точной продавкой песчаной смеси.

Продолжительность выполнения операций по установке пакер-пробки и перфорации занимала от 1,40 до 2,19 часа, что в десятки раз быстрее, чем выполнение работ по стандартной технологии путем СПО НКТ. Общая продолжительность работ составила двое суток. При заключительных работах не потребовалось работ по бурению отсекающих пробок и промывок забоя. Фактический дебит превысил ожидаемый в 4,5 раза.

Опыт работы и оптимизация технологии МГРП без подъема ГНКТ на подгазовых и водоплавающих залежах

*Александр БЕЛОВ, ООО «Газпромнефть-Ямал»;
Сергей СИМАКОВ, ООО «Газпромнефть НТЦ»;
Константин БУРДИН, Антон ЧАРУШИН,
Михаил ДЕМКОВИЧ, «Шлюмбергер»*

В настоящее время с учетом ухудшения качества разведанных запасов отдельным и чрезвычайно важным становится вопрос возможности применения на нефтяных оторочках многостадийного гидравлического разрыва пласта (МГРП). При проведении МГРП компания-оператор столкнулась со сложной геологической моделью пласта, характеризующегося отсутствием глинистых перемычек и незначительными контрастами в стрессах между пропластками, что связано с риском прорыва в газовую зону. Ярким примером внедрения инновационной технологии МГРП стал опыт, полученный на Новопортовском месторождении, где успешно были проведены 30- и 27-стадийные гидроразрывы пласта по «бесшаровой» технологии с использованием муфт ГРП, управляемых на гибкой насосно-компрессорной трубе без подъема на поверхность во время проведения гидроразрыва.

Последней тенденцией компаний-операторов является повышение требований к техническим и технологическим аспектам МГРП, где определяющими факторами являются эффективность операций, количество стадий, длина горизонтального участка, возможность повторного ГРП и закрытия/открытия порта для отсечения обводненных участков и ограничения газопитока. Полученный опыт доказывает возможности современных технологий выполнить поставленные задачи, в то время как ГНКТ позволяет удовлетворить высокие требования, а также расширить границы применения. Порог в 30 стадий МГРП был успешно преодолен, что позволило увеличить площадь контакта с пластом посредством большего количества стадий. В то же время метод заканчивания позволил проводить МГРП без

Sergey SIMAKOV, Gazpromneft-NTC LLC; Konstantin BURDIN, Anton CHARUSHIN, Mikhail DEMKOVICH, Schlumberger

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



field where 30- and 27-stage multistage fracturing operations (MSF) were successfully performed with a shifting ports completion operated by coiled tubing.

Currently, oil and gas companies are increasingly demanding technical and technological aspects of the MSF, where the determining factors are the efficiency of operations, the number of stages, the length of the horizontal part of the well,

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

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

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

The sliding sleeves MSF technology, operated by coiled tubing without pulling it out of hole, is

подъема ГНКТ на поверхность и использовать преимущество нахождения гибкой трубы в скважине при получении СТОПа ГРП.

Командная работа компании-оператора и сервисных компаний позволила достичь успеха в интегрированном проекте, несмотря на сложные геологические и климатические условия Новопортовского месторождения, расположенного за полярным кругом. Оптимизированная концепция МГРП с полнопроходными многоразовыми муфтами МГРП, управляемыми с помощью ключа-толкателя, спускаемого на ГНКТ, была разработана и успешно внедрена.

Интегрированный метод многостадийного гидроразрыва пласта позволил добиться эффективного покрытия пласта сетью трещин, чтобы увеличить извлекаемые запасы, одновременно предотвращая прорывы в газовую шапку и в подошвенную воду.

Технология МГРП со сдвижными муфтами, управляемыми на ГНКТ без подъема на поверхность, применима как в регионе, так и в мировом масштабе. Доклад содержит описание опыта, выученных уроков и лучших практик на основе опыта выполнения МГРП на Новопортовском месторождении при внедрении нового подхода по гидравлическому разрыву пласта для месторождений с нефтяными оторочками, где ГНКТ сыграла одну из ключевых ролей. Также описывается первый в мире успешный опыт закрытия портов МГРП после 1 года эксплуатации скважины. 30-стадийный ГРП был проведен в декабре 2017 года, и спустя 1 год эксплуатации, в 2018 году, на основании ПГИ были определены зоны прорыва газа из 8 портов, которые были успешно закрыты с помощью ГНКТ. Данная технология может найти свое применение и на других месторождениях, где заканчивание с помощью горизонтального участка с муфтами МГРП является основной стратегией разработки запасов.

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

applicable to further operations in the region and worldwide. This paper describes the experience, lessons learned, and best practices gained at the Novoportovskoe field while deploying a novel application of MSF for oil rim deposits where CT was used as the key enabler. It also describes the first success worldwide in closing of sleeves after 1 year of well production. The well was completed in December 2017 with a 30-stages, and in 2018, after a year of production, logging showed a gas break through which required eight sleeves to be closed. All eight sleeves were successfully closed. This method can be applied to other oil and gas fields, where the construction of horizontal wells with MSF is the main development strategy.

Today, oil and gas companies are increasingly demanding technical and technological aspects of the MSF, where the determining factors are the efficiency of operations, the number of stages, the length of the horizontal part of the well, the possibility of secondary fracturing operations, and ability to open/close ports after operation for water and gas shutoff. The experience gained shows the possibilities of modern technologies, where the use of CT allows meeting the high requirements and expanding the boundaries of the application. The 30-stage boundary was successfully overcome, and this enabled increasing the formation coverage by means of more fracturing stages. At the same time, the completion method made it possible to perform MSF without lifting the CT to the surface and to use all the possibilities and advantages of CT in the case of screenout.

The teamwork of the customer and several segments of the contractor allowed achieving success in this operation in the difficult geological and climatic conditions of the Novoportovskoe field located beyond the Arctic Circle. An optimized concept of MSF with the use of reclosable full-pass hydraulic fracturing ports, operated on CT without lifting to the surface during fracturing, was presented and implemented.

The following results were achieved:

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

At this stage of oil industry development, the so-called difficult-to-recover reserves are becoming more and more involved in development. The most important point in the development of these deposits is economic feasibility. The experience of the Novoportovskoe field is perhaps the most extensive in Russia in terms of approbation of various systems and strategies for completing horizontal wells with MSF in an oil rim environment. The integrated method of multistage hydraulic fracturing of the formation allowed achieving

преимущества гибкой трубы в случае получения режима «СТОП».

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

Были достигнуты следующие результаты:

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

На данном этапе развития нефтяной промышленности все важнее в разработке данных месторождений становится экономическая целесообразность. Опыт Новопортовского месторождения, пожалуй, является наиболее обширным в России в плане апробации различных систем и стратегий заканчивания горизонтальных скважин с МГРП в условиях нефтяных оторочек. Интегрированный метод проведения многостадийного гидравлического разрыва пласта позволил достичь эффективного охвата трещинами пласта с целью увеличения коэффициента извлекаемых запасов, при этом не допустив прорывов ГРП в газовую шапку и подошвенные воды.

После успешного опыта закрытия портов МГРП спустя 1 год эксплуатации технология МГРП со сдвижными муфтами доказала свою роль не только как средство стимуляции пласта, но и как надежный способ управления разработкой месторождения на протяжении всего цикла. В случае прорыва газа или воды, компания-оператор имеет проверенный метод для изоляции целевых портов, оптимизируя таким образом работу скважины.

Технология МГРП по «бесшаровой» технологии, с использованием муфт ГРП, управляемых на ГНКТ без подъема на поверхность, привлекает к себе все больше внимания как в регионе, так и в мире. В статье описан полученный на Новопортовском месторождении опыт, где основное внимание уделяется технической стороне операций с применением ГНКТ. Этот метод может быть применен к другим нефтяным и газовым месторождениям, где строительство горизонтальных скважин с МГРП является основной стратегией развития.

effective fracture coverage to increase the recoverable reserves while preventing fractures in the gas cap and bottom water.

With the first case of successful closing ports after 1 year of production, the MSF technology proves its capability to be not only means of formation stimulation but also a reliable method to control and manage the field development through the entire lifecycle. If gas or water breakthrough occurs, the operator has a robust tool to isolate the ports and thus to optimize field development.

The shifting port MSF technology, controlled by CT without pulling out to surface, is applicable to further drilling in the region and worldwide. The article described the experience gained at the Novoportovskoe field, which focused on the technical side of CT operations. This method can be applied to other oil and gas fields where the construction of horizontal wells with MSF is the main development strategy.

Hydraulic Fracturing – from Tasks to Equipment

Yury BELUGIN, NOV FIDMASH



At the SPE Technical Conference “Hydraulic fracturing in Russia: Experience and Prospects” held in September in Kaliningrad, a number of issues related to hydraulic fracturing in Russia were raised. Technological, legal / legislative aspects were affected, as well as trends and drivers in these areas. But the main vector indicated the need to introduce

new high-performance technologies in hydraulic fracturing.

And of course, the successful implementation of these technologies requires new equipment that meets the relevant requirements.

This implies a mutual movement of the technology developers and equipment manufacturers towards each other. And of course, before something new gains confidence and becomes familiar, quite a few field experiments must take place, not always successful and often associated with certain risks that equipment manufacturers, service companies and customers even share.

NOV FIDMASH, as one of the manufacturers of equipment for hydraulic fracturing, is ready to respond to challenges, because we have considerable experience, knowledge and all the necessary resources to develop and manufacture equipment required for modern and promising technologies,

ГРП – от задач к оборудованию

Ю.В. БЕЛУГИН, СЗАО «ФИДМАШ»

На проходившей в сентябре в Калининграде технической конференции SPE «ГРП в России: опыт и перспективы» поднимался целый ряд вопросов, касающихся ГРП в России. Затрагивались технологические, правовые/законодательные аспекты, а также тренды и драйверы в данных областях. Но основным вектором обозначалась необходимость внедрения новых высокоэффективных технологий в ГРП.

И, конечно же, для успешного внедрения этих технологий требуется новое оборудование, отвечающее соответствующим требованиям.

Это предполагает взаимное движение навстречу друг другу разработчиков технологий и производителей оборудования. Конечно, прежде чем что-то новое завоеует доверие и станет привычным, должно пройти немало экспериментальных и опытных работ, не всегда успешных и зачастую связанных с определенными рисками, которые поровну делят между собой производители оборудования, сервисные компании и заказчики.

СЗАО «ФИДМАШ», как один из производителей оборудования для ГРП, готово ответить на вызовы, так как у нас есть значительный опыт, знания и все необходимые ресурсы, чтобы разработать и изготовить оборудование, требуемое для современных и перспективных технологий, таких как многостатийные ГРП, импульсные или кластерные ГРП, ГРП с большими объемами закачки, проппантно-кислотные ГРП, азотно-пенные и др.

В докладе рассматриваются дальнейшие пути развития процессингового оборудования ГРП, соответствующего технологическим требованиям по производительности, давлениям, точностным и скоростным параметрам выхода на заданные режимы. Также обсуждается возможность построения флота ГРП с электроприводом.

Возможность реализации технологии ГРП с LPG на территории Российской Федерации

В.А. ЦЫГАНКОВ, Л.А. МАГАДОВА, РГУ (НИУ) нефти и газа им. И.М. Губкина

Одним из наиболее эффективных методов разработки газовых и нефтяных месторождений с осложненными условиями добычи углеводородов является гидравлический разрыв пласта (ГРП). Однако применение наиболее распространенных жидкостей ГРП на водной основе не всегда целесообразно, например, в коллекторах с низким пластовым давлением, водочувствительными минералами, низкопроницаемыми или слабоконсолидированными породами. На основании зарубежного опыта можно сделать

such as: multi-stage hydraulic fracturing, pulsed or cluster hydraulic fracturing, hydraulic fracturing with large injection volumes, proppant-acid hydraulic fracturing, nitrogen foam hydraulic fracturing, etc.

The report discusses the further development paths of hydraulic fracturing equipment that meets the technological requirements for performance, pressure, accuracy and speed parameters for reaching the specified modes. The possibility of building a fleet of hydraulic fracturing with electric drive is also discussed.

Feasibility of LPG Fracturing Technology in Russia

V.A. TSYGANKOV, L.A. MAGADOVA, Gubkin Russian State University of Oil and Gas

One of the most effective methods of development of oil and gas fields with harsh conditions of extraction of hydrocarbons is the hydraulic fracturing. However, application of most of water-based fracturing fluids is not always effective. The example is hydraulic fracturing in reservoirs with low reservoir pressure, water sensitive minerals and low-permeability or poorly consolidated rock. Based on foreign experience it is possible to make a conclusion that one of the latest fracturing fluids for these reservoirs can be a hydrocarbon fluid based on liquefied petroleum gas (LPG) or light hydrocarbons. Application of these fluids can be a promising technology in Russia.

Now there is no universal approach to development of Bazhen formations and other similar formations in Russia. A new perspective integrated approach will allow to achieve these objectives and open the way to development of almost inexhaustible source of hydrocarbons estimated by tens of billions of tons of oil.

Development of such approach cannot be carried out by one organization or one enterprise. Such complex work demands involvement of a large number of organizations having unique

competences. The engineering center of Gubkin university of oil and gas is ready to be the coordinator of this project and unite leading enterprises of the Russian oil and gas industry.

Achievement of this purpose is possible by solving a number of problems, which will be solved by consortium members. All tasks represent real challenges which oil and gas companies face every day, and scientific challenges



вывод, что одной из наиболее современных жидкостей разрыва для таких пластов может являться углеводородная жидкость на основе сжиженного углеводородного газа (LPG) или легких углеводородов. Применение таких жидкостей на месторождениях Российской Федерации имеет большие перспективы.

В настоящее время не существует универсального подхода к разработке баженоской и аналогичной ей свитам в Российской Федерации. Новый перспективный комплексный подход позволит достичь этой цели и открыть дорогу к разработке практически неисчерпаемого источника углеводородов, исчисляемого десятками миллиардов тонн нефти.

Выработка такого подхода не может быть реализована силами одной организации или одного предприятия. Такая сложная многогранная работа требует задействования большого количества организаций, обладающих уникальными компетенциями. Инжиниринговый центр Губкинского университета нефти и газа готов выступить координатором данного проекта и объединить под своим началом ведущие предприятия нефтегазовой отрасли России.

Достижение данной цели возможно за счет решения ряда задач, которые и будут решаться членами консорциума. Все задачи представляют собой одновременно вызовы, с которыми ежедневно приходится сталкиваться нефтегазовым компаниям, и научно-исследовательские горизонты, постижение которых знакомо академическим организациям. Новизна всех задач заключается в том, что до настоящего момента предлагаемая технология не была представлена на российском рынке и, по сути, на начальном этапе проекта она являет собой черный ящик, который таит в себе множество неизвестностей и неопределенностей, но при этом такой манящий своими перспективами.

В качестве задач проекта можно выделить следующие большие блоки:

1. Создание лабораторного оборудования.
2. Разработка жидкостей ГРП.
3. Создание и применение программного обеспечения для исследований скважин при добыче углеводородов из нетрадиционных коллекторов.
4. Создание и применение программного обеспечения для подбора месторождений и скважин-кандидатов при реализации технологии ГРП с применением в качестве жидкостей разрыва сжиженных газов.
5. Проектирование и создание флота ГРП, способного закачивать сжиженный газ в качестве жидкости разрыва (песконосителя).

Исследования скважин Повховского и Южно-Выинтойского месторождений в Западной Сибири с помощью

that are being solved by research organizations. The novelty of all tasks is that until now the proposed technology was not presented at the Russian market and, in fact, at the initial stage it is a black box, which conceals a number of uncertainties. At the same time, solving these tasks can lead to great perspectives.

All tasks of the project can be divided to the following big units:

1. Development of the laboratory equipment;
2. Development of fracturing fluids;
3. Development and application of the software for well surveys in unconventional reservoirs;
4. Development and application of the software for selection of fields and candidate wells for implementation of fracturing technology with application of liquefied gases as fracturing fluids;
5. Design and development of the fracturing fleet capable of pumping liquefied gas as fracturing liquid.

Well Surveys in Povkhskoye and Yuzhno-Vyintoyskoye Fields in Western Siberia with Marker Diagnostics Quantum PLT

Kirill OVCHINNIKOV, GeoSplit LLC



The report represents the results of field application of marker diagnostics for the solution of a number of problems of development of Povkhskoye and Yuzhno-Vyintoyskoye fields in Western Siberia. This report presents the results of internal and external tests of technology for confirmation of the stated characteristics, results of dynamics of

fracturing stages performance on 10 wells and lessons learnt during implementation of the project.

Traditional methods of creation of inflow profiles in horizontal wellbores by means of downhole operations allow obtaining data using logging tool during the short time period. However, these methods do not allow to monitor influence of various production modes and downhole pumping equipment on productivity of intervals. Quantum dots marker-reporters are delivered into the formation by means of coating on the proppant. This allows obtaining data on performance of different intervals of the well for at least one year. Quantum dots are used in marker diagnostics due to a large number of possible combinations obtained by synthesis of marker-reporters. A unique markers combination is used for each fracturing stage or well interval. Within one year, marker-reporters are washed away by water and liquid hydrocarbons and transported to a surface

маркерной диагностики Quantum PLT

К.Н. ОВЧИННИКОВ, ООО «ГеоСплит»

Доклад представляет результаты практического применения маркерной диагностики для решения целого ряда задач разработки Повховского и Южно-Винто́йского месторождений в Западной Сибири. Вниманию аудитории представлены результаты внутренних и внешних испытаний технологии на подтверждение заявленных характеристик, результаты динамики работы ступеней ГРП на 10 скважинах, а также вынесенные при реализации проекта уроки.

Традиционные методы построения профилей притоков в горизонтальных стволах с помощью внутрискважинных операций позволяют получать данные в краткий период времени нахождения комплекса ПГИ в скважине, что не позволяет эффективно отслеживать влияние различных режимов работы скважины и внутрискважинного насосного оборудования на производительность интервалов. Использование маркеров-репортеров на квантовых точках, внесенных в пласт путем нанесения на проппант для МГРП, позволяет реализовать функцию получения данных по работе интервалов скважины на протяжении как минимум одного года. Использование квантовых точек в маркерной диагностике обусловлено большим количеством возможных комбинаций при синтезе маркеров-репортеров. Для каждой ступени или интервала используется свой уникальный код маркеров. В течение одного года происходит постепенное вымывание маркеров-репортеров водой и жидкими углеводородами и их транспортирование потоком пластового флюида на поверхность. Отобранные пробы анализируются в автоматическом режиме с помощью программно-аппаратного комплекса, основанном на режиме поштучного анализа элементов дисперсной фазы по сигналам светорассеяния и флуоресценции.

После обработки с помощью программного обеспечения и увязкой с фактическим дебитом скважины данные маркерной диагностики переводятся в процентное распределение работы портов МГРП и могут использоваться для:

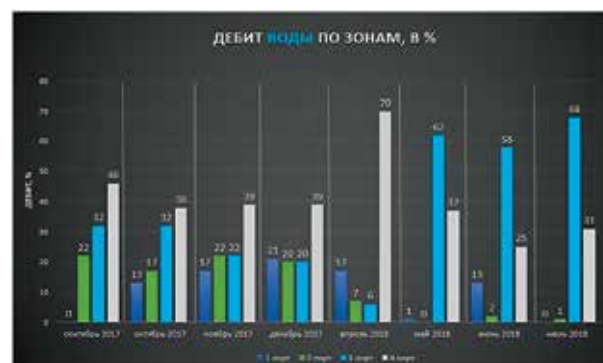
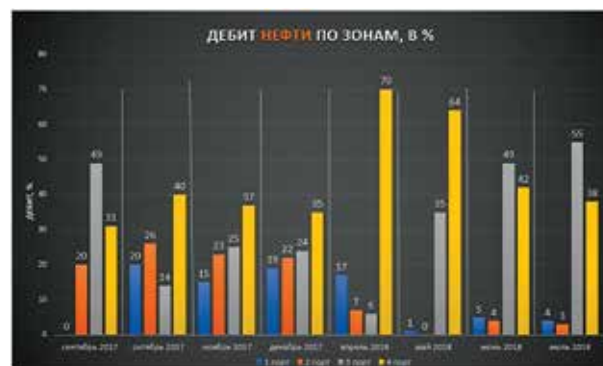
- оценки мероприятий уплотняющего бурения с использованием данных ГДИС;
- выбора оптимальной длины горизонтального ствола;
- оценки степени выработки запасов участка пласта;
- формирования рекомендаций по ОПЗ/РИР/режиму работы в новых скважинах.

Представлена презентация с результатами работ по 3–4 скважинам.

Исследование эффективности ингибитора набухания глин в составе жидкости ГРП

by a formation fluid. Collected samples are analyzed automatically using a software based on the analysis of elements of a dispersed phase according to signals of light scattering and fluorescence.

After software analysis and correlation with an actual flow rate marker diagnostics data is processed



into the percentage distribution of frac ports performance. This data can be used for:

- Evaluation of infill drilling using logging data;
- Selection of the optimum length of horizontal wellbore;
- Evaluation of reservoir depletion;
- Making recommendations to acid treatment/water-shut-off/production modes in new wells.

The report also includes results of operations on 3–4 wells.

Efficiency Analysis of Clay Inhibitor as Part of Fracturing Fluid

L.A. MAGADOVA, V.B. GUBANOV, D.N. MALKIN, S.A. BORODIN, E.S. KRATNOVA, Scientific-Research center "Oilfield chemistry" at Gubkin Russian State University of Oil and Gas

One of the most widespread fracturing fluids are fresh water-based polysaccharide fluids. Using these fluids can lead to such problems as swelling of clays. That is why clay inhibitors are indispensable elements in fracturing fluid. Clay inhibitors include the following components: compounds that replace clay ions to cations (K^+ , Na^+ , NH_4^+ , Al^{3+} , Zr^{4+}), water-repellent agents (high- or low-molecular cationic surfactant, for example – choline chloride).

There are different methods of carrying out comparative evaluation of clay inhibitor performance:

Л.А. МАГАДОВА, В.Б. ГУБАНОВ, Д.Н. МАЛКИН,
С.А. БОРОДИН, Е.С. КРАТНОВА, РГУ нефти и газа
(НИУ) имени И.М. Губкина, НОЦ «Промысловая
химия»

Среди жидкостей ГРП наибольшее распространение получили полисахаридные жидкости на основе пресной технической воды. При их применении могут возникать проблемы, связанные с набуханием глинистых компонентов породы, поэтому в состав жидкости разрыва обязательно входят стабилизаторы (ингибиторы набухания) глин. В качестве стабилизаторов применяются соединения, замещающие ионы глин на катионы (K^+ , Na^+ , NH_4^+ , Al^{3+} , Zr^{4+}), гидрофобизаторы (высоко- и низкомолекулярные катионные ПАВ (КПАВ), например, холин хлорид) [1].

Оценка, прежде всего сравнительная, действия стабилизатора глин может производиться различными методами:

- методики, основанные на линейном увеличении объема образца глины (породы) (СТО Газпром 2-3.2-020-2005, ГОСТ 12248-2010, приборы Linear Swell Meter) [2, 3];
- методики оценки фильтрации воды из суспензии набухшей глины (таймера капиллярной пропитки (CST));
- экспресс-методы визуальной оценки стабильности глинистой суспензии.

Проведенные исследования по оценке набухания бентонитовой глины на приборах Жигача-Ярова и таймере капиллярной пропитки (CST) показали различную эффективность следующих стабилизаторов глин: образец № 1 – 0,1 % холин хлорида (70%-й раствор), образец № 2 – 0,2% КПАВ (30%-й раствор), образец № 3 – 0,2% органической калийной соли.

Для оценки влияния набухания глины на фильтрационные характеристики насыпной модели была выполнена серия из двух экспериментов по сравнению значений проницаемости при последовательной фильтрации пластовой воды, 2%-го раствора KCl, стабилизаторов глин, пресной воды.

Насыпная модель набивалась фракцией кварцевого песка заданной проницаемости с добавкой 5% масс. бентонитовой глины. После фильтрации пластовой воды через модель пласта определялось стабильное значение перепада давления при заданном расходе и, соответственно, коэффициента проницаемости ($K_{пр}$) по воде. На следующем этапе в модель производилась последовательная закачка водного раствора KCl, раствора стабилизатора глин и пресной воды, при этом определялись стабильные значения $K_{пр}$ (рис. 2). Следует отметить значительное (на порядок) снижение значений $K_{пр}$ в процессе закачки растворов стабилизаторов глин и последующей закачки пресной воды по сравнению с первоначальными значениями.

Важной задачей является совершенствование

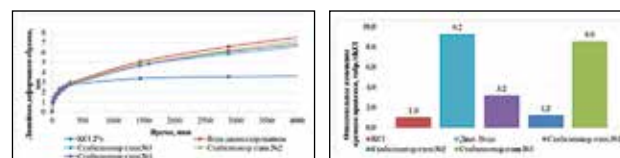


Рисунок 1 – Оценка набухания бентонитовой глины на приборах а – Жигача-Ярова, б – CST

Figure 1 – Evaluation of bentonite clay swelling using a – Zbigach-Yarov tools and b – capillary imbibition timer (CST)

- Methods based on linear swell of rock sample volume (Gazprom standard 2-3.2-020-2005, GOST 12248-2010, Linear Swell Meter tools);
- Methods of evaluation of water filtration from swelled clay suspension (capillary imbibition timer (CST));
- Express methods of visual evaluation of clay suspension stability.

Tests for evaluation of bentonite clay swelling using Zbigach-Yarov tools and capillary imbibition timer (CST) showed different efficiency of the following clay inhibitors: Sample No. 1 – 0.1% choline chloride (70% solution), Sample No. 2 – 0.2% of cationic surfactant (30% solution), Sample No. 3 – 0.2% of organic potash salt.

Two experiments on comparison of permeability during consequent filtration of formation water, 2-% KCl solution, clay inhibitors and fresh water were carried out in order to evaluate influence of clay swelling on filtration characteristics of a formation sand-packed model.

Formation sand-packed model included silica sand fraction with a pre-determined permeability with addition of 5-% wt. bentonite clay. After filtration of formation water through formation model, two values were determined: stable value of pressure gradient at given flow rate and water permeability coefficient. At the next stage, consequent injection of KCl water solution, clay inhibitor solution and fresh water was carried out for determination of stable values of permeability coefficients (figure 2). It is worth mentioning that permeability coefficient values during injection of clay inhibitors and fresh water decreased significantly as compared to initial values.

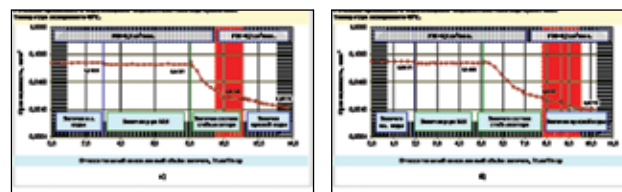


Рисунок 2 – Зависимость $K_{пр}$ модели терригенного пласта при последовательной закачке пластовой воды, 2%-го KCl, раствора стабилизатора глин и пресной воды а – стабилизатор глин, образец 1, б – стабилизатор глин, образец 2

существующих методик и выработки критериев исследований ингибиторов набухания глин, а также обязательное сравнение получаемых результатов с оценкой изменения проницаемости заглинизированных насыпных моделей или реальных кернов в ходе фильтрационных экспериментов.

Неполимерный регулятор вязкости (ВУ ПАВ) и ингибитор коррозии для кислотно-проппантного ГРП

*А.В. ЕЛСУКОВ, А.И. ШИПИЛОВ, Е.В. КРУТИХИН,
АО «Полиэкс»*

Одним из эффективных методов стимуляции притока нефти в карбонатном коллекторе является кислотный гидроразрыв пласта (КГРП), а наиболее перспективным вариантом КГРП по праву может считаться кислотный ГРП с использованием проппанта для эффективного закрепления трещины.

Метод, однако, имеет ряд ограничений, главное среди которых – сложная многостадийная технология закачки. Обычно технология включает последовательную закачку кислоты, буфера, вязких пачек, проппантных пачек, что, в свою очередь, требует большого количества техники и оборудования, а также подбора совместимых друг с другом реагентов.

В сообщении будет предложено решение на основе вязкоупругого поверхностно-активного вещества (ВУ ПАВ) Сурфогель АТ, обеспечивающее существенное упрощение технологии кислотно-проппантного ГРП (КПГРП), при этом гарантируется выполнение необходимых техтребований.

ВУ ПАВ Сурфогель м.АТ позволяет управлять вязкостными свойствами кислотного раствора и способностью транспортировать проппант в широких пределах. Технология может осуществляться при дозировке реагентов в поток. При таком подходе отпадает необходимость в чередовании закачек различных жидкостей, требуется меньшее количество заготовительной техники, снижается общий объем закачиваемой жидкости.

ВУ ПАВ Сурфогель м.АТ не содержит полимерных добавок и полностью удаляется из трещины при освоении, не создавая препятствий для движения флюида.

Кислотный пакет для КПГРП, помимо ВУ ПАВ, содержит высокоэффективный ингибитор солянокислой коррозии «Солинг», реагенты для обеспечения совместимости с нефтями как протравочных пачек, так и рабочего раствора кислоты.

В сообщении будут рассмотрены все основные технические и технологические характеристики предложенного решения и физико-химические свойства ключевых компонентов, предложен вариант технологии применения.

Figure 2 – Permeability coefficient of terrigenous formation sample during consequent injection of formation water, 2-% KCl solution, clay inhibitors and fresh water. a – Clay inhibitor Sample 1, b – Clay inhibitor Sample 2

Important task is improvement of the existing techniques and developments of criteria of testing clay inhibitors, and comparison of the obtained results with evaluation of change of permeability of muddled-up sand-packed models or real cores during the filtration experiments.

ЛИТЕРАТУРА/REFERENCE

1. AADE-16-FTCE-35 Megan E. Abrams, Bill Grieser, Denise Benoit. Everything You Wanted to Know About Clay Damage but Were Afraid To Ask. AADE Fluids Technical Conference and Exhibition held at the Hilton Houston North Hotel, Houston, Texas, April 12-13, 2016.
2. СТО Газпром 2-3.2-020-2005. Буровые растворы. Методика выполнения измерений коэффициента набухания глин и глинопорошков. – Москва, 2005.
3. ГОСТ 12248-2010. Грунты. Методы лабораторного определения характеристик прочности и деформируемости.

Non-Polymer Viscosity Controller (Viscoelastic Surfactant) and Corrosion Inhibitor for Acid-Proppant Fracturing

*AV. ELSUKOV, AI. SHILOV, EV. KRUTIKHIN, "Polyex"
Joint-stock company*

One of the effective methods of oil inflow stimulation in carbonate reservoirs is acid fracturing. Now the most promising version of acid fracturing is technology that uses proppant for effective propping of a fracture.

However, this method has a number of limitations. The main limitation is a difficult technology of multistage injection. Usually, this technology includes successive injection of acid, spacer fluid, viscoelastic batches and proppant. This requires a large number of equipment items and a thorough selection of compatible agents.

This report will propose a solution based on viscoelastic surfactant «Surfogel AT» that provides simplification of acid fracturing technology with a guarantee of fulfilling all technical requirements.

Surfogel AT allows controlling viscosity of the acid solution and delivering proppant in a wide range of volumes. This technology can be performed via agents dosing. This approach eliminates the need to follow the required sequence of different agents injection, requires less number of equipment items and reduces the volume of the injected fluid.

Viscoelastic surfactant Surfogel AT does not contain polymeric additives and can be completely removed from a fracturing during stimulation providing no obstacles for the movement of a fluid.

Apart from Surfogel AT, agents package for acid fracturing includes highly effective inhibitor of hydrofluoric acid corrosion "Soling" and agents for providing compatibility of pickling fluid and acid solution with oils.

Развитие через технологии: результаты применения кислотных систем для улучшения приемистости горизонтальных скважин на морском месторождении Каспия

Михаил ГОЛЕНКИН, Ильдар ХАЛИУЛЛОВ, ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть; Сергей ВЕРЕЩАГИН, Дмитрий ОВСЯННИКОВ, Владимир КОБЕЦ, Николай КУЛИНИЧ, «Шлюмберже Лоджелко Инк»

SPE 191701

Месторождение им. Ю. Корчагина, расположенное в российском секторе Каспийского моря, является одним из крупнейших на шельфе Каспия, с извлекаемыми запасами углеводородов более 29 млн тонн нефти и 63 млрд м³ газа. С момента ввода в эксплуатацию весной 2010 года на месторождении было добыто более 8 млн тонн нефти. Компания-оператор ведет разработку месторождения системой горизонтальных сверхпротяженных скважин длиной до 8000 м со стационарной платформы, установленной в районе купола структуры. Основными осложняющими факторами в ходе разработки месторождения являются преждевременные прорывы воды и газа по высокопроницаемым интервалам в горизонтальные скважины. В настоящее время в результате резкого роста обводненности продукции скважин добыча на месторождении им. Ю. Корчагина вынужденно штупируется ввиду существующих ограничений по объемам утилизации пластовой воды в условиях морского месторождения. Для закачки добываемой пластовой воды в водоносную зону карбонатного коллектора пробурены и ведены в эксплуатацию две водонагнетательные скважины. Ежегодно с целью восстановления и увеличения коэффициента приемистости на карбонатные коллекторы в нижней секции горизонтальных участков водонагнетательных скважин проводятся малообъемные кислотные обработки. Начиная с 2014 года было выполнено более 20 матричных и соляно-кислотных обработок с применением различных по своему составу и объему систем. В некоторых случаях увеличение приемистости скважин после обработок с применением традиционных кислотных систем оказывалось хуже ожиданий, демонстрируя ограниченный и краткосрочный эффект от обработки. Поэтому в условиях постоянно возрастающего объема пластовой воды, добываемой на скважинах месторождения, для поддержания требуемого уровня приемистости водонагнетательных скважин потребовалось увеличение частоты кислотных обработок, сопряженное со значительными временными и финансовыми издержками в результате остановки платформы для проведения дополнительных обработок.

Целью данной работы является анализ

The report will cover all technical and technological characteristics of the proposed solution and physical and chemical properties of key components. The application technology will also be described.

Progression Through Technology: Results of Acid Systems Application to Improve Injectivity of Horizontal Wells in Caspian Offshore Oilfield

Mikhail GOLENKIN, Ildar KHALIULLOV, LUKOIL-Nizhnevolzhskneft; Sergey VERESCHAGIN, Dmitry OVSYANNIKOV, Vladimir KOBETS, Nikolay KULINICH, Schlumberger Logelco, Inc.

SPE 191701

Yuri Korchagin field, located in the Russian sector of the Caspian Sea, is one of the largest field on the Caspian shelf with proven reserves stand at 29 million tons of oil and 63 billion cubic meters of gas. Since the beginning of commercial operation, in the spring 2010, the field production passed eight million tons of oil. The operator company conducts development of Yu. Korchagin field by a system of horizontal wells with a length up to 8000 m, from a fixed offshore ice-resistant platform, installed in the dome area of the structure. The main challenges in the field development are associated with premature water and gas breakthroughs at high permeability intervals of horizontal wells. Currently, as a result of the sharp increase in the field water cut, the oil production is constrained due to the existing limitations on volume of produced water that can be utilized in the conditions of the offshore field. Two water-injection wells were drilled and commissioned to utilize produced formation water into the aquiferous zone of the carbonate reservoir. In order to restore and increase the injectivity factor, small-volume acid treatments are carried out yearly on the carbonate reservoirs in the lower horizontal sections of the water-injection wells. Since 2014, more than 20 matrix and hydrochloric acid treatments were performed with application of acid systems of different compositions and volumes. In some cases, the wells injectivity increase after matrix acidizing treatments with traditional acid systems was below expectation, demonstrating limited and short-term effect. Therefore, with constantly increasing volume of produced water at the field, it was required to increase the frequency of acid treatments to maintain the appropriate level of injectivity of the water-injection wells. The additional treatments are associated with significant time and financial costs because of the offshore platform standby and production suspension. The need exists to improve efficiency of acid stimulation treatments performed in the field to achieve sustainable increase in injectivity index of existing wells.

The purpose of this study is to analyze acid stimulation treatments carried out on carbonate reservoirs of the horizontal water-injection wells in 2014–2017, evaluate the efficiency of the treatments with different acid systems to change the injectivity

проведенных работ по стимуляции пласта на горизонтальных нагнетательных скважинах в карбонатных пластах вожского региона за период 2014–2017 годов, оценка эффективности проведенных работ по изменению коэффициента приемистости, перспективности их применения и формирование рекомендаций для дальнейшего улучшения эффективности.

По результатам применения различных кислотных систем на двух горизонтальных водонагнетательных скважинах месторождения им. Ю. Корчагина можно отметить следующие выводы.

1. При выборе оптимальных кислотных систем для успешной стимуляции карбонатного пласта в горизонтальной скважине необходимо учитывать следующие аспекты:
 - энергетику пласта – пластовое давление;
 - температуру пласта;
 - неоднородность свойств карбонатного коллектора вдоль обрабатываемого интервала горизонтальной скважины;
 - количество ранее проведенных кислотных обработок на скважине-кандидате для ОПЗ;
 - объем и очередность применения кислотных систем и отклонителей для обработки горизонтального интервала.
2. Подтверждены зависимости увеличения коэффициентов приемистости при существенном увеличении объема кислоты для работ СКО с использованием только 15% HCL, отмечено существенное увеличение расчетного диаметра ствола после таких СКО.
3. Значительного прироста в увеличении коэффициентов приемистости удалось добиться при использовании в работах СКО с HCL отклоняющих систем, позволяющих увеличить охват пласта вдоль горизонтальной секции скважин, и тем самым перераспределить HCL в новые места. При этом используемый объем кислоты уменьшен по сравнению с типичной СКО.
4. Следующее увеличение значений коэффициентов приемистости до новых уровней было достигнуто после добавления в программу СКО, наряду с HCL и отклоняющими системами, стадий с замедленной кислотой HCL, позволяющей снизить скорость реакции кислоты с породой пласта и увеличить охват коллектора.

Внутрискважинные работы при решении сложных задач

И.В. ЛЕСЬ, ООО «Пакер Сервис»

В докладе было рассказано о нескольких нестандартных задачах, практическое решение которых потребовало поиска оригинальных подходов. Были охарактеризованы четыре случая постановки и решения сложных задач. Первый случай: скважина в Краснодарском

фактор, discuss the prospects for their application in Yu. Korchagin field and formulate recommendations for further efficiency improvements of acid stimulation treatments in the field.

Based on the results of application of various acid systems on two horizontal water injection wells of offshore field named after Yuri Korchagin, we can make the following conclusions

1. When selecting the optimal acid systems for successful stimulation of the carbonate formation in a horizontal well, the following aspects should be considered:
 - Reservoir energy – reservoir pressure
 - Reservoir temperature
 - Heterogeneity of the properties of the carbonate reservoir along the interval of the horizontal well
 - Number of previously conducted acid treatments at the candidate well
 - The volume and sequence of application of acid systems and diversion systems for matrix treatment of the horizontal interval
2. We confirm a consistent pattern of well injectivity increase with significant increase of acid volumes only for jobs where only 15% HCL was used. At the same time, there is a significant increase in the estimated wellbore diameter after such jobs.
3. The significant increase in the injectivity coefficient was achieved after adding the diversion systems together with HCL treatments, which allow to increase the formation coverage along the horizontal section of wells and thus redistribute acid to new areas. At the same time, the volume of acid used is reduced in comparison with typical treatment volume.
4. The next level of increase in injectivity coefficient was achieved after introduction of retarded acid together with diversion systems and HCL. Retarded acid system allows to reduce the rate of reaction of the acid with the formation rock and increase the coverage of the reservoir.

Well Interventions for Solution of Difficult Tasks

Ivan LES, Packer Service LLC

Information about several non-standard tasks, which required unique approaches was provided. The report characterized four cases of setting and solving difficult tasks. The first case: the well in Krasnodar region on the coast of the Azovskoye Sea where it was required to clean the wellbore from barytic deposits. Wellbore pressure: 61 MPa. It was planned to use barite solution with 1.93 density. The task was to cut the tubing using CT, put a collar on the cut side and perform wellbore cleanout. The second case: the organization of CT operations for stimulation of Bazhen deposits with 2-inch CT string (successive opening/closing of fracturing ports). The third case: operations in KHMAO. Successive opening/closing of fracturing ports, hydraulic fracturing. Operations on intervals isolations and achieving reservoir-well

крае на побережье Азовского моря, где требовалась нормализация ствола от баритовых отложений. Давление в стволе 610 атм. Работать предполагалось на баритовом растворе плотностью 1,93. Нужно было с помощью колтюбинга отрезать НКТ, надеть на отрезанную часть колокол и нормализовать забой. Второй случай: организация работ на ГНКТ 50,8 мм по освоению залежей баженовской свиты (по последовательному открытию/закрытию портов МГРП). Третий случай: работы в ХМАО. Последовательное открытие/закрытие портов МГРП, проведение ГРП. Работы по согласованию/отсечению интервалов и достижение связи скважина/пласт. Четвертый случай: работы в Красноярском крае. Проведение ГФИ в горизонтальном открытом стволе, увеличение КИН, снижение процента воды. Докладчик подробно рассказал о ходе решения этих сложных задач и инженерной смекалке, которая помогла достижению успеха.

Опыт выполнения ГТМ на геофизическом кабеле на месторождениях Северного Каспия

В.Р. КУЧУКОВ, ООО «Велтэк Ойлфилд Сервисес (РУС)»

За последние несколько лет компания Welltec зарекомендовала себя как лидер в предоставлении комплексных услуг при проведении ГТМ на морских месторождениях Северного Каспия. Важнейшим проектом в России в 2018 году для Welltec стало выполнение промыслово-геофизических исследований на месторождении им В. Филановского, где была впервые реализована задача управления притоком горизонтальной скважины инструментами на кабеле.

Модернизация и технические решения по повышению качества внутрискважинного инструмента

Ю.Н. ШТАХОВ, ООО «НПП «РостЭКтехнологии»

В фокусе доклада были освещены такие важные вопросы, как модернизация инструмента, увеличение ресурса, основанного на экспериментальных данных, повышение технологичности инструмента, уменьшение себестоимости обслуживания. Докладчик представил отдельные виды инструмента (клапан обратный створчатый, соединительная компоновка, кондуктор для установки переводника, центратор механический рессорный, насадка размывочная и т.п.), описал состав и параметры инструмента работы. Особое внимание было уделено инновационному устройству подъема и подвешивания ГНКТ типа УПТ. ☉

communication. The fourth case: operations in Krasnoyarsk region. Logging operations in horizontal open-hole well, enhanced oil recovery operations, reduction of water cut. The reporter provided detailed information on how these difficult tasks were solved and described smart engineering performance that helped to achieve success.

Experience of Downhole Operations with a Logging Cable at the Fields of the Northern Caspian Sea

Vadim KUCHUKOV, Welltek Oilfield Services (RUS) LLC



For the last few years, the Welltec company proved to be the leader in providing complex services for downhole operations on sea fields of the Northern Caspian Sea. Logging operations at the Filanovskogo field was the major project in Russia in 2018 for Welltec. This was the first operation for inflow control in horizontal well using cable tools.

Modernization and Technical Solutions for Increasing Quality of Downhole Tools

Yury SHTAKHOV, NPP Rostekhtekhnologii LLC



The report focused on such important questions as modernization of tools, increase of the operating life based on experimental data, increase of technological efficiency of the tool, reduction of cost of service. The reporter presented separate types of tools (flapper check valve, connector, conductor

for installation of the crossover, mechanical spring centralizer, cleanout nozzle, etc.) and described components and parameters of tools. Special attention was drawn to the innovative device for pooling and hanging coiled tubing. ☉

МЫ ЗАКРЫЛИ ПОЗИЦИИ, ОСВОБОДИВШИЕСЯ ПОСЛЕ УХОДА МЕЖДУНАРОДНЫХ СЕРВИСНЫХ КОМПАНИЙ WE HAVE TAKEN THE POSITION VACANT AFTER THE DEPARTURE OF THE INTERNATIONAL SERVICE COMPANIES

На вопросы журнала «Время колтюбинга. Время ГРП» отвечает Р.Р. НАЗЫРОВ, директор ООО «Универсальные технологии нефтегазоотдачи» (ООО «УТНГО»).

Coiled Tubing Times is interviewing R. NAZYROV, Director in "Universal Oil Recovery Technologies".

Р.Р. Назыров родился 6 февраля 1961 года в Лениногорске Татарской АССР. В 1978 году поступил в Уфимский нефтяной институт, который окончил в 1983 году, получив специальность «разработка и эксплуатация нефтегазовых месторождений».

Трудовую деятельность начал в Волго-Уральском научно-исследовательском институте ООО «Оренбурггазпром», в лаборатории «Освоение и интенсификация нефтяных и газовых скважин».

В 1991 году под руководством д. т. н. Гиматутдинова Ш.К. защитил кандидатскую диссертацию в Московском институте нефти и газа им. И.М. Губкина.

В 1993 году перешел на работу в Управление разведки и освоения новых месторождений в качестве заместителя начальника производства и бурения ООО «Оренбурггазпром».

В 1999 году назначен директором ООО «Приток», дочернего предприятия ООО «Оренбурггазпром».

В 2005 году стал директором ООО «Универсальные технологии нефтегазоотдачи».

«Время колтюбинга»: Ринат Раулевич, для начала – несколько слов о предприятии, которое Вы возглавляете.

Ринат Назыров: Наше предприятие образовано в 2002 году. Техническая база начиналась с одного «кислотника». К настоящему времени у нас имеются азотные установки, кислотные агрегаты, сепарационные установки. Компания специализируется на обслуживании скважин. Работаем в Оренбургской и Самарской областях, Татарстане, Башкортостане.



R. Nazzyrov was born on February 6th 1961 in the city of Leninogorsk, Tatar Autonomous Soviet Socialist Republic. In 1978 was admitted to the Ufa Oil Institute, graduating in 1983 with a degree in Oil and Gas Field Development and Operation.

He began his career in the Volga-Ural Research Institute "Orenburggazprom"

in the laboratory "Development and intensification of oil and gas wells."

In 1991 under the leadership of Sh.K. Gimatutdinov, Doctor of Engineering Science, defended his thesis at Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University).

In 1993 entered the Office of exploration and development of new oilfields as a deputy Chief of Production and Drilling at "Orenburggazprom".

In 1999 he was appointed the director of "Pritok", a subsidiary of "Orenburggazprom".

In 2005 became the director of "Universal Oil Recovery Technologies".

Coiled Tubing Times: Rinat Raulevich, for a start – a few words about the company you are heading.

Rinat Nazzyrov: Our company was founded in 2002. The technical base began with one acid fracturing pump unit. By now we have nitrogen units, acid aggregates, separation units. The company specializes in well service. We work in the Orenburg and Samara regions, Tatarstan, Bashkortostan.



ВК: Насколько велик парк оборудования «Универсальных технологий нефтегазоотдачи»?

Р.Н.: Парк техники у нас составляет порядка 70 единиц, включая высокопроизводительные азотные установки, кислотные агрегаты а также седельные тягачи, прицепы и полуприцепы. С СЗАО «ФИДМАШ» мы начали сотрудничать лет десять назад, когда приобрели первую азотную установку.

ВК: Какие компании являются Вашими партнерами и заказчиками?

Р.Н.: Мы работали с такими компаниями, как ООО «Оренбурггазпром», ООО «Газпромнефть-Оренбург», НК «Роснефть», ЗАО «Уралнефтегазпром», ООО «ТаграС-РемСервис», ООО «Газпром подземремонт Уренгой», «Шлюмберже», Weatherford, с другими компаниями.

ВК: Какие технологии задействованы в арсенале Вашей компании?

Р.Н.: Мы используем широкий спектр технологий, часть которых можно отнести к инновационным. В частности, это вспененные гели для глушения скважин с помощью азотных установок, пенокислотные обработки, пенокислотные ГРП. Есть у нас и перспективные наработки, но в данный

Мы используем широкий спектр технологий, часть которых можно отнести к инновационным.

В частности, это вспененные гели для глушения скважин с помощью азотных установок, пенокислотные обработки, пенокислотные ГРП.

We use a wide range of technologies, some of which can be classified as innovative. In particular, these are foamed gels for killing wells with the help of nitrogen units, foam acid treatments, foam acid hydraulic fracturing.

CTT: How big is the equipment fleet of "Universal Oil Recovery Technologies"?

R.N.: We have about 70 vehicles, including high-performance nitrogen units, acid aggregates, as well as saddles, trailers and semi-trailers. We began to cooperate with NOV FIDMASH ten years ago, when we acquired the first nitrogen unit.

CTT: Which companies are your partners and customers?

R.N.: We worked with such companies as Orenburggazprom, Gazpromneft-Orenburg, Rosneft, Uralneftegazprom, TagraS-RemService, Gazprom Podzemremont Urengoy, Schlumberger, Weatherford and other companies.

CTT: What technologies are involved in your company's arsenal?

R.N.: We use a wide range of technologies, some of which can be classified as innovative. In particular, these are foamed gels for killing wells with the help of nitrogen units, foam acid treatments, foam acid hydraulic fracturing. We also have promising developments, but at the moment the introduction

момент внедрение прогрессивных технологий осложняется тем, что они более дорогостоящие по сравнению со стандартными. Заказчики отдают предпочтение тем услугам, которые дешевле, и наша деятельность ограничена этим фактором.

ВК: Это общая тенденция. Многие респонденты журнала сетуют на то, что подобная тендерная практика тормозит развитие высоких технологий нефтегазового сервиса. Что, по Вашему мнению, можно сделать, чтобы преодолеть сопротивление заказчика прогрессивным технологиям?

Р.Н.: Приведу конкретный пример. Раньше, когда применялись низкопроизводительные (6–8 м³ в минуту) азотные установки, цена услуг была довольно скромная. Потом появились установки, которые производят 85 м³ азота в минуту. Фактически одна такая установка заменяет десять прежних, но и цена услуг с ее использованием получается другая. Сначала заказчики считали, что получается очень дорого, но когда они поняли, что качество производимых операций возрастает и время их проведения значительно сокращается, что отдача гораздо больше, в частности, освоение скважин после кислотных обработок происходит практически мгновенно, то они изменили свое мнение. Заказчики увидели, что эффективность повышается в несколько раз.

ВК: Ваша компания эксплуатирует азотные установки исключительно криогенного типа или мембранного тоже?

Р.Н.: Только криогенного. Мембранные установки более тяжелые по массе (нагрузка на ось) и сложны в обслуживании. У нас задействованы три азотные установки производства СЗАО «ФИДМАШ» и еще одна зарубежного производства.

ВК: Можно ли сравнивать технический уровень установок различных производителей?

Р.Н.: Технический уровень установок различных производителей близок. Основная проблема – это сервис. Важно, чтобы установка не простаивала, в противном случае это влечет не только имиджевые, но и финансовые потери, штрафные санкции со стороны заказчиков. Желательно, чтобы от момента

У нас задействованы три азотные установки производства СЗАО «ФИДМАШ».

We have three nitrogen units manufactured by NOV FIDMASH.

of advanced technologies is becoming more complicated by the fact that they are more expensive than standard ones. Customers prefer services that are cheaper, and our activities are limited by this factor.

CTT: This is a general trend. Many respondents of the magazine complain that such

a tender practice hampers the development of high technology oil and gas services. What, in your opinion, can be done to overcome the resistance of the customer to progressive technologies?

R.N.: I'll give you a specific example. Earlier, when low-productivity (6–8 m³ per minute) nitrogen units were used, the price of services was rather modest. Then came the units, which produce 85 m³ of nitrogen per minute. In fact, one such unit replaces the previous ten, but the price of services with its use turns out another. At first, customers thought it was very expensive, but when they realized that the quality of the operations performed increased and the time required for their implementation was significantly reduced, that the returns were much greater, in particular, well development after acid treatments took place almost instantly, they changed their mind. Customers have seen that efficiency increases several times.

CTT: Does your company operate nitrogen units of exclusively cryogenic or membrane type?

R.N.: Only cryogenic ones. Membrane units are heavier in mass (axle load) and difficult to maintain. We have three nitrogen units manufactured by NOV FIDMASH and another one of foreign production.

CTT: Is it possible to compare the technical level of units of different manufacturers?

R.N.: The technical level of the units of various manufacturers is close. The main problem is the service. It is important that the unit is not idle, otherwise it entails not only image, but also financial losses, penalties on the part of customers. It is desirable that from the time

При азотном ГРП происходит обработка по всей мощности пласта – то есть не только высокопроницаемый пропласток рвется, но и идут многочисленные разрывы по всей мощности пласта. При этом значительно облегчается освоение и скважина выходит на режим эксплуатации гораздо быстрее.

With nitrogenous fracturing, processing takes place across the entire reservoir thickness – that is, not only the highly permeable layer is torn, but numerous fractures occur along the entire reservoir thickness.



заявки и до ремонта или получения запчасти проходило как можно меньше времени. В идеале – не месяцы, недели и даже сутки, а часы. С «ФИДМАШЕМ» мы решаем вопросы: нам и самолетом могут деталь отправить, но что касается дальнего зарубежья – тут все очень сложно. Нужны специалисты, которые быстро решали бы подобные вопросы на месте, а еще хотелось бы иметь склад запчастей поблизости, например, в Оренбурге, где был бы запас наиболее востребованных запчастей.

ООО «УТНГО» готово предоставить свои площади для организации такого склада, также организовать ремонт не только своей техники, но и техники, используемой в других близлежащих регионах Башкортостана, Татарстана, Самарской области, Казахстана.

ВК: Имеется ли в доступности азот для криогенных установок Вашей компании?

Р.Н.: В Оренбурге действует гелиевый завод, где производится азот чистотой четыре девятки после запятой, и цена этого продукта вполне конкурентная. Ну и есть французская компания Air Liquide, которая очень активна на российском

of the application to the repair or receipt of parts took as little time as possible. Ideally, not months, weeks or even days, but hours. With FIDMASH we solve issues: they can send a part to us by plane, but as for foreign countries, everything is very difficult. We need specialists who would quickly solve such

В результате санкций международные сервисные компании значительно сократили объемы услуг в России, эти ниши заняли наши отечественные компании.

As a result of the sanctions, international service companies have significantly reduced the volume of services in Russia, these niches have been occupied by our domestic companies.

questions on the spot, and I would also like to have a spare parts warehouse nearby, for example, in Orenburg, where there would be a stock of the most demanded spare parts. "Universal Oil Recovery Technologies" is ready to provide its space for the organization of such a warehouse, also organize the repair of not only its equipment, but also the equipment used in other nearby regions of Bashkortostan, Tatarstan, Samara region, Kazakhstan.

СТТ: Is there nitrogen available for your company's cryogenic units?

Р.Н.: There is a helium plant in Orenburg, where nitrogen is produced with a purity of

рынке и готова доставить азот в любую точку страны.

ВК: Какие технологии с использованием азота будут, по Вашему мнению, высоко востребованы в ближайшем будущем?

Р.Н.: В моем понимании это пенокислотные обработки и глушение скважин пенными системами, которое будет особенно эффективно при падении пластового давления.

ВК: А азотный ГРП?

Р.Н.: Азотный ГРП – обязательно! Потому что при азотном ГРП происходит обработка по всей мощности пласта – то есть не только высокопроницаемый пропласток рвется, но и идут многочисленные разрывы по всей мощности пласта. При этом значительно облегчается освоение и скважина выходит на режим эксплуатации гораздо быстрее.

ВК: Какие перспективные технологии достойны того, чтобы применяться как можно шире?

Р.Н.: Думаю, прежде всего глушение скважин с пенными системами. Этот рынок еще не освоен, хотя есть и технологии, и рецептуры. Ну и, конечно, вскрытие продуктивных пластов на депрессии.

ВК: Оказывают ли влияние на деятельность «Универсальных технологий нефтегазоотдачи» антироссийские санкции?

Р.Н.: Наше предприятие не относится к числу тех, на которые санкции распространяются непосредственно. «Универсальные технологии нефтегазоотдачи» – не крупное предприятие, и в данной ситуации нам легче. Что касается оборудования, то с белорусским предприятием СЗАО «ФИДМАШ» у нас никаких проблем нет. Также в этом направлении работают китайские предприятия, которые продают оборудование и запасные части за российские рубли и на настоящий момент защищены от санкций.

ВК: Корректно ли сравнивать технологии с использованием азота, применяемые Вашей компанией, с теми, которые используют компании так называемой большой четверки?

Р.Н.: Думаю, что особых отличий нет. Мы работали и со «Шлюмберге», и с Weatherford. Выполняли практически аналогичные операции, но стоимость наших работ была значительно

Есть универсальные, очень сильные сервисные предприятия, такие как «ТаграС-РемСервис». Мы с ними работаем на субподряде: они отвечают за насосную часть, а мы за азотную. Получается симбиоз: вместе мы можем делать более значимые работы.

There are universal, very strong service enterprises, such as "TagraS-RemService". We work with them on a subcontract: they are responsible for the pumping part, and we are responsible for the nitrogen part. It turns out a symbiosis: together we can do more meaningful work.

four nines after the decimal point, and the price of this product is quite competitive. Well, there is the French company Air Liquide, which is very active in the Russian market and is ready to deliver nitrogen to any part of the country.

CTT: What technologies using nitrogen will, in your opinion, be in high demand in the near future?

R.N.: In my understanding, these are foam-acid treatments and well-killing with foam systems, which will

be especially effective when the formation pressure drops.

CTT: What about the nitrogen hydraulic fracturing?

R.N.: Nitrogen hydraulic fracturing – necessarily! Because with nitrogenous fracturing, processing takes place across the entire reservoir thickness - that is, not only the highly permeable layer is torn, but numerous fractures occur along the entire reservoir thickness. This significantly facilitates the development, and the well goes into operation mode much faster.

CTT: What promising technologies are worthy of being used as widely as possible?

R.N.: I think, first of all, killing wells with foam systems. This market has not yet been mastered, although there are technologies and recipes. And, of course, dissection of productive strata on depression.

CTT: Do anti-Russian sanctions affect the performance of "Universal Oil Recovery Technologies"?

R.N.: Our company is not among those that are subject to sanctions directly. "Universal Oil Recovery Technologies" is a medium-sized enterprise, and in this situation it is easier for us. As for the equipment, we have no problems with the Belarusian enterprise NOV FIDMASH. Also in this direction there are Chinese enterprises that sell equipment and spare parts for Russian rubles and are currently protected from sanctions.

ниже. В результате санкций международные сервисные компании значительно сократили объемы услуг в России, эти ниши заняли наши отечественные компании.

БК: Азотные установки – сложное оборудование. Где персонал Вашего предприятия учится их обслуживать?

Р.Н.: СЗАО «ФИДМАШ» организует обучение операторов установок с выдачей соответствующих сертификатов российского образца. Специалисты должны обязательно быть подготовлены к работе на конкретном оборудовании. У предприятий, которые покупают установки, а подготовленных операторов у них нет, возникают большие проблемы. У нас же есть обученные, опытные специалисты, которые теперь передают свои знания молодежи методом наставничества. Так что подготовка кадров осуществляется собственными силами.

БК: Откуда Вы получаете информацию о новых технологиях?

Р.Н.: В основном на выставках и конференциях, где компании-производители, а также сервисные компании представляют свое видение перспектив развития отрасли и пытаются предугадать завтрашние тренды в технике и технологиях.

БК: Ваши пожелания коллегам из других компаний.

Р.Н.: С другими сервисными компаниями мы не только конкурируем, но и сотрудничаем. У некоторых предприятий узкая специализация, на которой компания акцентируется, чтобы выполнять конкретные работы качественно и лучше всех. Есть универсальные, очень сильные сервисные предприятия, такие как «ТаграС-РемСервис». Мы с ними работаем на субподряде: они отвечают за насосную часть, а мы за азотную. Получается симбиоз: вместе мы можем делать более значимые работы.

У какой-то компании есть одно преимущество, у другой – другое. Я хочу пожелать, чтобы мы делились информацией, сотрудничали, потому что конкуренция, случается, приводит даже к уничтожению сервисных компаний, и сегодня их на рынке осталось не так уж много.

Взаимовыгодное сотрудничество нефтесервисных компаний на рынке услуг позволит повысить качество производимых работ и предотвратить отрицательное влияние демпинга.

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

CTT: Is it correct to compare the technologies with the use of nitrogen that are used by your company with those that are used by the companies of the so-called Big Four?

R.N.: I think that there are no particular differences. We worked with Schlumberger and Weatherford. Performed almost similar operations, but the cost of our work was significantly lower. As a result of the sanctions, international service companies have significantly reduced the volume of services in Russia, these niches have been occupied by our domestic companies.

CTT: Nitrogen units are complex equipment. Where does your company staff learn to service them?

R.N.: NOV FIDMASH organizes training of unit operators with the issuance of corresponding certificates of the Russian sample. Specialists must be prepared to work on specific equipment. There are big problems for enterprises that buy plants, but they don't have trained operators. We also have trained, experienced specialists who now pass on their knowledge to the young people through mentoring. So that training is carried out on its own.

CTT: Where do you get information about new technologies?

R.N.: Mainly at exhibitions and conferences where manufacturing companies and service companies present their vision of the industry's development prospects and try to predict tomorrow's trends in engineering and technology.

CTT: Your wishes to colleagues from other companies.

R.N.: We not only compete with other service companies, but also cooperate. Some enterprises have a narrow specialization, which the company focuses on in order to perform concrete work with the highest quality and best. There are universal, very strong service enterprises, such as "TagraS-RemService". We work with them on a subcontract: they are responsible for the pumping part, and we are responsible for the nitrogen part. It turns out a symbiosis: together we can do more meaningful work.

Some company has one advantage, another has another. I wish that we share information, cooperate, because competition happens to even lead to the destruction of service companies, and today there are not so many of them on the market.

The profitable cooperation of oilfield service companies in the services market will improve the quality of the work performed and prevent the negative impact of dumping.

Interviewer – Halina Bulyka, Coiled Tubing Times

Фазовые превращения и ретроградные явления в углеводородных нефтегазоконденсатных системах

Phase Transformations and Retrograde Phenomena in Hydrocarbon Oil and Gas Condensate Systems

А.В. НЕНЬКО, В.А. ЦЫГАНКОВ, ФГАОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина»

A. NENKO, V. CYGANKOV, FSAEI Gubkin Russian state university of oil and gas, national research university

Очень важным вопросом при разработке нефтегазоконденсатных месторождений является учет фазовых превращений системы.

В связи с этим актуальной является задача учета фазового поведения и изучение ретроградных явлений в нефтегазоконденсатной системе, так как эти факторы влияют на правильность оценки коэффициента извлечения конденсата.

Very important issue in the development of oil and gas condensate fields is to take into account the phase transformations of the system. In this connection, the task of taking into account the phase behavior and the study of retrograde phenomena in the oil and gas condensate system is relevant, since these factors affect the correctness of the estimation of the coefficient of condensate recovery.

Добыча конденсата из залежей является актуальным направлением теории и практики разработки месторождений природных углеводородов (УВ). Поэтому особый интерес приобретает решение важной научно-технической проблемы развития рациональной разработки таких залежей с учетом присущих им особенностей [4].

Пластовая газоконденсатная смесь – это сложная система, состоящая из большого числа легкокипящих углеводородов, а также неорганических газов – азота, гелия, сероводорода, углекислого газа и паров воды. Смесь может находиться в газообразном, жидком и газожидкостном состояниях.

Фазовая диаграмма многокомпонентной углеводородной газожидкостной системы в координатах давление – температура (рис. 1) подразумевает переходы газожидкостных смесей из газовой в жидкую фазу и наоборот при изменении термобарических условий [8].

На данной диаграмме выделены четыре основные зоны:

- двухфазная область (нефть и газ), которая характеризует насыщенную нефтяную залежь;
- однофазная область (жидкость), которая характеризует

The extraction of condensate from deposits is the actual direction of the theory and practice of the development of natural hydrocarbon (HC) deposits. Therefore, it is of particular interest to solve important scientific and technical problems of developing a rational development of such deposits, taking into account their inherent features [4].

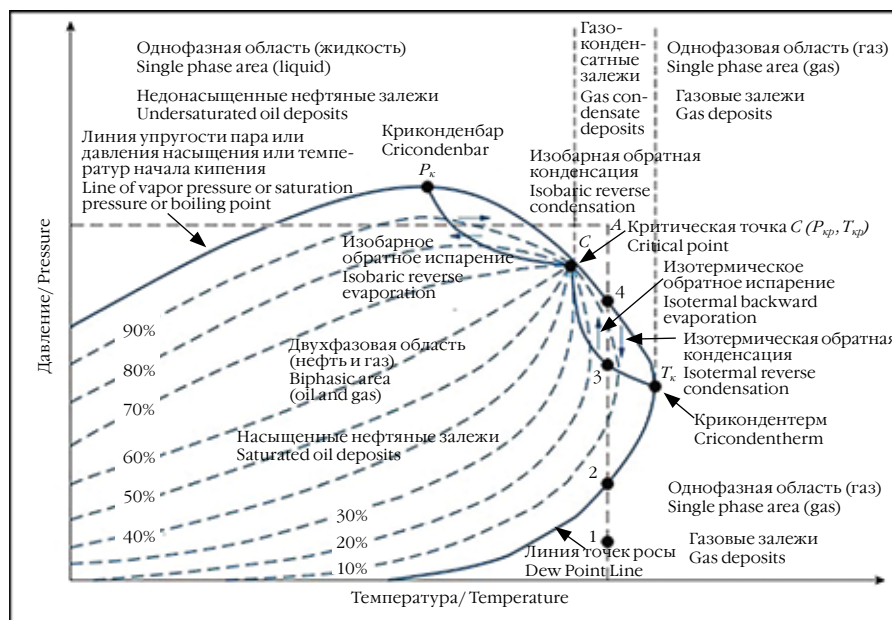


Рисунок 1 – Фазовая диаграмма углеводородной нефтегазоконденсатной системы
Figure 1 – Phase diagram of the hydrocarbon gas condensate system

недонасыщенную нефтяную залежь;

- однофазная область (газ), которая характеризует газовые залежи;
- область, которая характеризует газоконденсатную залежь.

На приведенной диаграмме стоит отдельно отметить наличие критической точки «С». В данной точке наблюдается граница раздела фаз пар – жидкость, т.е. жидкая и паровая фаза могут находиться в равновесии. Также представлены точки «Р_к» и «Т_к», которые характеризуют критическое давление и температуру соответственно.

Линия температуры начала кипения характеризует границу, которая разделяет две области, в которых смесь находится в жидком и переходном, газожидкостном состоянии. Линия точек «росы» разделяет чисто газовое состояние и газожидкостное.

Точка «1» характеризует область полного испарения жидкости и располагается ниже линии точек «росы».

Особенностью нефтегазоконденсатной фазовой диаграммы является наличие ретроградных зон, а именно: изобарной и изотермической.

Под ретроградными явлениями понимается переход природных углеводородных многокомпонентных систем из однофазного – газообразного (однофазного – жидкого) состояния в двухфазное – газожидкостное состояние при изотермическом снижении давления или изобарическом уменьшении температуры [10]. Эти явления противоположны явлениям, происходящим в однокомпонентных системах.

Теоретически ретроградные явления обосновываются допущением о силах межмолекулярного взаимодействия. В случае углеводородных систем – это ван-дер-ваальсовы силы, которые определяются показателем a/V_2 , входящим в уравнение Ван-дер-Ваальса:

$$\left(p + \frac{a}{V_2}\right)(V - b) = nRT,$$

где a – величина, учитывающая уменьшение давления из-за сил взаимного притяжения молекул газа на средних расстояниях между ними; b – показатель, учитывающий размер самих молекул газа; V – объем, в котором распределены молекулы газа; $(V - b)$ – чистое пространство, в котором движутся молекулы; p – внешнее давление; a/V_2 – величина, часто называемая «внутренним давлением» [2].

Поправка a/V_2 является силой взаимного притяжения между молекулами на определенном расстоянии между ними. В случае превышения критической температуры образуется высокая кинетическая энергия молекул, вследствие чего силы притяжения не могут обеспечить сохранность жидкой фазы. Также жидкая фаза не может существовать при давлении ниже давления насыщения пара жидкостью. Этот процесс происходит по причине большого расстояния между молекулами.

При обычном испарении в атмосферу состав газовой и жидкой фазы определяется балансом кинетической энергии молекул и энергии

The reservoir gas-condensate mixture is a complex system consisting of a large number of low-boiling hydrocarbons, as well as inorganic gases – nitrogen, helium, hydrogen sulfide, carbon dioxide and water vapor. The mixture may be in gaseous, liquid and gas-liquid states.

The phase diagram of a multicomponent hydrocarbon gas-liquid system in the pressure-temperature coordinates (Fig. 1) implies the transition of gas-liquid mixtures from the gas to the liquid phase and vice versa with changing temperature and pressure conditions [8].

Four main areas are highlighted in the diagram:

- two-phase area (oil and gas), which characterizes a saturated oil reservoir;
- single-phase region (liquid), which characterizes the undersaturated oil reservoir;
- single-phase region (gas), which characterizes a gas reservoir;
- an area that characterizes a gas condensate reservoir.

In the above diagram, it is worth noting the existence of a critical point "C". At this point, a vapor-liquid interface is observed, i.e. liquid and vapor phase can be in equilibrium. The points "P_k" and "T_k" are also presented, which characterize the critical pressure and temperature, respectively

The initial boiling point line characterizes the boundary that separates the two regions in which the mixture is in the liquid and transitional, gas-liquid state. The line of dew points separates the pure gas state and the gas-liquid state.

Point "1" characterizes the area of complete evaporation of the liquid and is located below the line of "dew" points.

A specific feature of the oil and gas condensate phase diagram is the presence of retrograde zones, namely, isobaric and isothermal.

Retrograde phenomena are understood as the transition of natural hydrocarbon multicomponent systems from a single-phase – gaseous (single-phase – liquid) state to a two-phase – gas-liquid state with an isothermal pressure drop or isobaric temperature decrease [10]. These phenomena are opposite to the phenomena occurring in single-component systems.

Theoretically, retrograde phenomena are justified by the assumption of the forces of intermolecular interaction. In the case of hydrocarbon systems, these are van der Waals forces, which are determined by the exponent a/V_2 included in the Van der Waals equation:

$$\left(p + \frac{a}{V_2}\right)(V - b) = nRT,$$

where a is a value that takes into account the decrease in pressure due to the mutual attraction forces of gas molecules at medium distances between them; b is an indicator that takes into account the size of the gas molecules themselves; V is the volume in which the gas molecules are distributed; $(V - b)$ is the pure space in which the molecules move; p is the external pressure; a/V_2 –

межмолекулярного взаимодействия. Так как кинетическая энергия легких молекул значительно превышает кинетическую энергию тяжелых, газовая фаза насыщается легкими молекулами, в то время как в жидкой фазе концентрируются тяжелые молекулы.

При ретроградных процессах в замкнутой системе ввиду повышенного давления парогазовой смеси значительную роль начинает играть притяжение молекул в парогазовой смеси, что приводит к повышению содержания тяжелых молекул в газовой фазе, т.е. их вытягиванию из жидкой фазы в газовую фазу.

В ретроградных процессах выделяют притяжения двух типов. Первый – это процесс, когда притяжение стремится втянуть легкую молекулу в жидкую фазу, тогда как притяжение второго типа – это процесс, когда легкие молекулы пытаются втянуть более тяжелые в газовую фазу.

Область ретроградных явлений наблюдается при изотермическом изменении давления, ограничиваясь зонами по правую и левую сторону от критической точки «С» (рис. 1). Линия, проходящая через точку «3», называется кривой максимальной конденсации, так как для любой температуры на данной кривой характерно максимальное количество жидкой фазы при определенном давлении, соответствующем точке кривой максимальной конденсации [3].

Ретроградная конденсация (испарение) будет происходить при изменении давления в области, расположенной с правой стороны от критической точки (рис. 1). При повышении давления газ приближается к состоянию насыщения и при пересечении точки «2» (точка «росы») становится предельно насыщенным. При последующем повышении давления образовывается жидкая фаза, количество которой по мере повышения давления увеличивается и при давлении в точке «3» достигает максимума. Дальнейшее же увеличение давления приводит к уменьшению количества жидкой фазы, и при вторичном пересечении кривой точек росы в точке «4» вся смесь переходит в газообразное состояние. Испарение смеси, вызванное повышением давления в участке 3–4, получило название обратного (ретроградного) испарения. При изотермическом снижении давления также наблюдается обратимый процесс, обратной или ретроградной конденсации (участок 3–4) [8].

Обратное (ретроградное) влияние температуры наблюдается в зоне между точками «С» и «Р_к». Ретроградный эффект температуры характеризуется аналогичным механизмом, что и ретроградный эффект давления, но в данном случае процесс является изобарным [8].

При разработке нефтегазоконденсатных месторождений (НГКМ) необходимо учитывать фазовые превращения в системе при различных термобарических условиях. Такие превращения могут обуславливать образование зон скопления конденсата вблизи ствола скважины [5, 9]. При фильтрации к скважине пластовый газ проходит точку пространства, в которой давление ниже давления начала конденсации, и, как следствие,

a quantity often referred to as “internal pressure” [2].

The a/V_2 correction is the force of mutual attraction between molecules at a certain distance between them. If the critical temperature is exceeded, a high kinetic energy of the molecules is formed, as a result of which the attractive forces cannot ensure the safety of the liquid phase. Also, the liquid phase cannot exist at a pressure below the vapor saturation pressure of the liquid. This process occurs due to the large distance between the molecules.

With ordinary evaporation into the atmosphere, the composition of the gas and liquid phases is determined by the balance of the kinetic energy of molecules and the energy of intermolecular interaction. Since the kinetic energy of light molecules considerably exceeds the kinetic energy of heavy ones, the gas phase is saturated with light molecules, while heavy molecules are concentrated in the liquid phase.

During retrograde processes in a closed system, due to the increased pressure of the vapor-gas mixture, the attraction of molecules in the vapor-gas mixture begins to play a significant role, which leads to an increase in the content of heavy molecules in the gas phase, i.e. pulling them out of the liquid phase into the gas phase.

In retrograde processes, two types of attraction are distinguished. The first is the process when attraction tends to draw a light molecule into the liquid phase, while attraction of the second type is a process when light molecules try to draw heavier ones into the gas phase.

The region of retrograde phenomena is observed with an isothermal change in pressure, limited to zones on the right and left side of the critical point "C" (Fig. 1). The line passing through point "3" is called the maximum condensation curve, since any temperature on this curve is characterized by the maximum amount of the liquid phase at a certain pressure corresponding to the point of the maximum condensation curve [3].

Retrograde condensation (evaporation) will occur when the pressure changes in the area located on the right side of the critical point (Fig. 1). With increasing pressure, the gas approaches the saturation state and when crossing the point "2" (the “dew point”) becomes extremely saturated. With a subsequent increase in pressure, a liquid phase is formed, the amount of which increases as the pressure increases and reaches a maximum at pressure at “3”. A further increase in pressure leads to a decrease in the amount of the liquid phase, and at the secondary intersection of the dew point curve at point “4”, the entire mixture passes into a gaseous state. The evaporation of the mixture, caused by the increase in pressure in the section 3–4, is called reverse or retrograde evaporation. With isothermal pressure reduction, a reversible process is also observed, inverse or retrograde condensation (section 3–4) [8].

The reverse (retrograde) effect of temperature is

выпадает конденсат. Выпавший конденсат может быть неподвижным, если его насыщенность ниже критической либо его скорость фильтрации меньше скорости фильтрации газа. Каждая новая порция газа выделяет ретроградный конденсат в этой точке пласта, который не будет успевать фильтроваться вместе с газом к скважине, за счет чего будет накапливаться жидкость. Процесс идет до момента достижения равновесия состава пластового газа с накопленной жидкой фазой. В конечном итоге насыщенность жидкой фазы в этой зоне может достигать больших значений, чем среднее значение насыщенности по пласту [1, 6]. Наиболее критичны ретроградные явления в призабойной зоне пласта (ПЗП), так как она характеризуется наибольшим значением перепада давления при добыче пластового флюида.

Накопление конденсата в пористой среде также приводит к потерям, которые при разработке залежи в режиме истощения могут достигать 60% от начального содержания конденсата в пластовом газе [8].

На примере работы Заночуева С.А. и Крайна Д.Р. [7] можно продемонстрировать значение таких потерь. В данной статье предложена методика прогнозирования пластовых потерь УВ и содержания конденсата в пластовом газе на основе фактических результатов газоконденсатных исследований скважин.

В результате расчета по данной методике представлена функция пластовых потерь конденсата Печоро-Кожвинского НКГМ (рис. 2) [7].

Начальное пластовое давление на данном месторождении составляло 34,14 МПа, а начальное содержание конденсата в пластовом газе – 363,3 г/м³.

Из графика следует, что при снижении давления на 10 МПа потери составляют порядка 30% от начального содержания конденсата, а при снижении давления на 26 МПа наблюдается пик потерь, значение которых составляет 55% от начального содержания конденсата.

В связи со вступлением многих крупных газоконденсатных месторождений в завершающую стадию разработки необходимо внедрять новые вторичные методы и оптимизировать существующие методы выбора режима работы газоконденсатных пластов, которые позволят поддерживать показатели дебита на запланированном уровне, а также существенно повысить текущий коэффициент извлечения конденсата.

ЛИТЕРАТУРА/REFERENCES

1. Аминев Э.М. Фазовые переходы газоконденсата // Символ науки. – 2017. – № 1. – С. 9–10.
2. Булыгин В.С. Теплоемкость и внутренняя энергия газа Ван-дер-Ваальса: учеб. -метод. пособие по курсу Общая физика/ В.С. Булыгина. – М.: МФТИ, 2012. – 13 с.
3. Брусиловский А.И. Теоретические основы фазовых превращений углеводородных смесей: учеб. пособие/А.И. Брусиловский. – М.: МАКС Пресс, 2010. – 92 с.

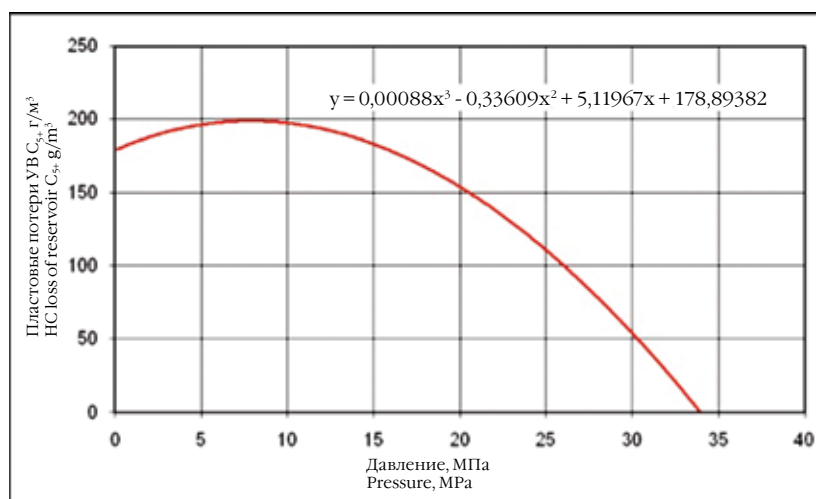


Рисунок 2 – График функции пластовых потерь УВ C₅₊ Печоро-Кожвинского НКГМ

Figure 2 – Graph of the reservoir loss function of the C₅₊ HC Pechoro-Kozhvinisky NKGM

observed in the zone between points “C” and “R_k”. The retrograde effect of temperature is characterized by a similar mechanism as the retrograde effect of pressure, but in this case the process is isobaric [8].

When developing oil and gas condensate fields (NGKM), it is necessary to take into account the phase transformations in the system under different temperature and pressure conditions. Such transformations can cause the formation of condensate accumulation zones near the wellbore [5, 9]. When filtering to the well, the reservoir gas passes a point in space in which the pressure is below the pressure of the onset of condensation, and as a result, condensate falls out. The precipitated condensate can be fixed if its saturation is lower than the critical one, or its filtration rate is lower than the gas filtration rate. Each new portion of gas emits retrograde condensate at this point in the reservoir, which will not have time to be filtered along with gas to the well, due to which liquid will accumulate. The process goes until the equilibrium of the composition of the reservoir gas with the accumulated liquid phase is reached. Ultimately, the saturation of the liquid phase in this zone can reach higher values than the average value of the saturation over the reservoir [1, 6]. The most critical retrograde phenomena in the bottomhole formation zone (PPP), because it is characterized by the highest value of pressure drop in the production of formation fluid.

The accumulation of condensate in a porous medium also leads to losses, which, when developing deposits in depletion mode, can reach 60% of the initial condensate content in reservoir gas [8].

If we take the research of Zanochev S.A. and Krajna D.R. as an example [7], we can demonstrate the significance of such losses. This article proposes a method for predicting reservoir losses of hydrocarbons and the content of condensate in reservoir gas based on the actual results of gas condensate well studies.

As a result of the calculation using this method,

4. Брусиловский А.И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа/А.И. Брусиловский. – М.: Грааль, 2002. – 575 с.
5. Дурмишьян А.Г. Газоконденсатные месторождения/А.Г. Дурмишьян. – М.: Недра, 1979. – 335 с.
6. Гуревич Г.Р. Справочное пособие по расчету фазового состояния и свойств газоконденсатных смесей/Г.Р. Гуревич. – М.: Недра, 1984. – 350 с.
7. Заночуев С.А., Крайн Д.Р. Прогнозирование пластовых потерь и содержания углеводородов C_{5+} в пластовом газе при снижении давления на основе решения оптимизационной задачи//Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов: сб. науч. статей. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2010. – С. 34–42.
8. Лапшин В.И., Волков А.Н., Константинов А.А. Фазовые превращения углеводородных нефтегазоконденсатных систем//Вести газовой науки. – 2014. – № 2 (18). – С. 120–128.
9. Ширковский А.И. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений: учебник для вузов/А.И. Ширковский. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1987. – 309 с.
10. Информаторий// E-reading.club. URL: <http://www.gazprominfo.ru/terms/retrograde-phenomena.html> (дата обращения 25.09.2018).

the reservoir loss function of the condensate of the Pechoro-Kozhvisky NGKM is presented (Fig. 2) [7].

The initial reservoir pressure at this field was 34.14 MPa, and the initial condensate content in the reservoir gas was 363.3 g/m³.

It follows from the graph that when the pressure drops by 10 MPa, the losses amount to about 30% of the initial condensate content, and when the pressure drops by 26 MPa, there is a peak of losses, which is 55% of the initial condensate content.

In connection with the entry of many large gas-condensate fields into the final stage of development, it is necessary to introduce new secondary methods and optimize existing methods for selecting the operating mode of gas-condensate reservoirs that will maintain production rates at the planned level, as well as significantly increase the current condensate recovery rate.



КРИОГЕННЫЕ ГАЗИФИКАЦИОННЫЕ УСТАНОВКИ для ГРП и КРС

- ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ от 350 до 6 000 ± 10 н.м³/ч
- РАБОЧЕЕ ДАВЛЕНИЕ до 70 МПа
- ТЕМПЕРАТУРА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ ВО ВРЕМЯ РАБОТЫ -50°...+50°С
- ТЕМПЕРАТУРА АЗОТА на выходе до +150°С
- ВОЗМОЖНА ЧАСТИЧНАЯ И ПОЛНАЯ АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРОЦЕССОВ

- РАЗРАБОТКА ПОД ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ
- СОБСТВЕННОЕ ПРОИЗВОДСТВО
- ОБУЧЕНИЕ ПЕРСОНАЛА И ВВОД В ЭКСПЛУАТАЦИЮ
- ГАРАНТИЙНОЕ И ПОСТГАРАНТИЙНОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ



☎ +7 (800) 250 07 79 ✉ OP_INFO@PSKOVTEHGAZ.RU 🌐 WWW.PSKOVTEHGAZ.RU

КАМАЗ-ЛЕВША

Новый продукт ОАО «РИАТ»

могу всё!



МАХ. ВЫЛЕТ СТРЕЛЫ **12,6 м.** МАХ. ГРУЗОПОДЪЕМНОСТЬ **6,8 т.**

ЛЕБЕДКА **30 т.** С ТРОСОМ И КРЮКОМ

ДЛИНА ПЛОЩАДКИ **7 м.** ШИРИНА **2,5 м.**

7,5 т.

7,5 т.

23 т.

реклама

▲ Длина автомобиля - 11900 мм.

▲ Двигатель - CUMMINS ISL400 50 (Е-5)

▲ Фитинги - JOST

▲ Техническая грузоподъемность шасси - 23,5 т.

▲ Законодательно разрешенная грузоподъемность шасси - 15,5 т.



ОАО РИАТ

Официальный партнер ПАО «КАМАЗ»

+7 (8552) 30-51-03 **riatauto.ru**

запросить спецпредложение ► ksm@riat.ru

Дефектоскоп как средство оптимизации сроков использования ГНКТ и предотвращения аварийных ситуаций при проведении работ с применением колтюбингового оборудования

Flaw Detector for Optimizing Coiled Tubing Service Life and Preventing Emergencies When Working with Coiled Tubing Equipment

Александр ВЕРЕМЕЕНКО, ведущий инженер-электроник СЗАО «Новинка»

Alexander VEREMEENKO, Leading Electronics Engineer, Novinka CJSC

Публикация подготовлена на основе доклада, представленного на 19-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы».

The paper is prepared based on the report presented at the 19th International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference.

СЛАЙД 1

Колтюбинговые установки эксплуатируются на территории России уже более двух десятилетий. При этом значительную долю стоимости сервисных работ с использованием колтюбинга составляет цена самой гибкой трубы.

К ГНКТ предъявляются высокие требования. С одной стороны, от них требуется надежность. С другой стороны, популярная в мире концепция бережливого производства (lean production) предполагает как можно полнее использовать их ресурс.

На этапе планирования и оценки стоимости работ для сервисных компаний незаменимы программы, производящие анализ гибкой трубы на усталостные нагрузки, которые позволяют спрогнозировать ресурс работы ГНКТ при определенных условиях. Однако на этапе выполнения работ возникают непрогнозируемые явления, такие как

SLIDE 1

Coiled tubing units have been used in Russia for over two decades. A significant part of the cost of coiled tubing operations is the cost of the coiled tubing itself.

There are high requirements for coiled tubing. On the one hand, it must be reliable. On the other, according to lean production method it should perform to its full capacity.

At the stage of planning and cost evaluation service providers need a software for coiled tubing fatigue analysis. This software predicts service life of the coiled tubing under certain conditions. However, during operations, unforeseen circumstances may arise such as tearing of tubing surface by rams, scuffing at the curved sections of the well, aggressive substances that

Правила безопасности

Safety rules



Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности (в ред. Приказа Ростехнадзора от 12.01.2015 №1)

1030. Колтюбинговые установки с гибкими непрерывными трубами должны быть оборудованы и оснащены следующими контрольно-измерительными системами контроля и регистрации:
- нагрузок, возникающих при спускоподъемных операциях;
 - глубины спуска;
 - наработки гибкой трубы;
 - давления при прокачивании через гибкую трубу жидкостей в процессе технологических операций;
 - давления на устье скважины;
 - расхода промывочной жидкости;
 - совмещенного мониторинга нагрузки и давлений в реальном режиме времени;
 - автоматического отключения привода в случае превышения допустимых нагрузок.
- Колтюбинговые установки с гибкими трубами должны быть оборудованы:
- комплектом устройств на устье скважины для спуска труб под давлением, рассчитанным на максимально возможное устьевое давление;
 - системой контроля утонения труб.

1

задиры трубы плашками, истирания ее на искривлениях скважины, а также воздействие агрессивных сред, которые снижают ресурс трубы и создают угрозу возникновения аварийной ситуации.

В такой же степени сложно прогнозируемым является и реальный остаточный ресурс трубы, когда по расчетным данным она уже подлежит списанию, а реальный внешний вид говорит о том, что она может еще использоваться некоторое количество СПО.

Для определения реального состояния ГНКТ на всех этапах ее использования, выявления непрогнозируемых рисков безопасности работ и для максимального использования ресурса гибкой трубы целесообразно применение дефектоскопа. К тому же пункт 1030 Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности требует оборудовать колтюбинговые установки системой контроля утонения труб.

reduce coiled tubing service life and can lead to emergencies.

It is also difficult to analyze remaining service life when according to calculations the coiled tubing should be written-off while according to visual inspection it can be used several runs more.

Flaw detector is used for analysis of a real CT condition at all stages of its service, for identification of non-predictable safety risks and maximizing CT service life.

Also, section 1030 of "Safety rules in oil and gas industry" requires to equip coiled tubing units with CT thinning control system.

SLIDE 2

Specialists in engineering company Novinka, CJSC developed a wide range

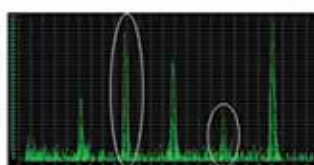
Макетный образец ДТ1 и примеры графиков, записанных при его испытаниях

A mock-up sample DT1 and examples of testing graphs

Макетный образец ДТ1



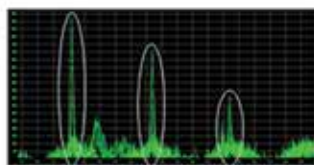
Измерение локальных дефектов



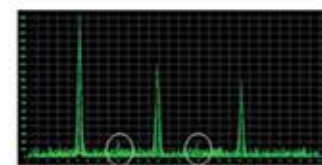
Амплитуда сигнала при определении сквозных отверстий.



Амплитуда сигнала при определении поперечных наружных трещин.



Амплитуда сигнала при определении поперечных внутренних трещин.



Амплитуда сигнала при определении раковин на наружной поверхности.

2

СЛАЙД 2

Специалистами СЗАО «Новинка», являющегося инжиниринговым предприятием, разработан и производится существенный перечень инновационного высокотехнологичного оборудования для повышения эффективности добычи углеводородного сырья. Некоторые из видов оборудования: системы направленного бурения для колтюбинга и свинчиваемых труб, комплекс для радиального вскрытия пласта, комплекс для эжекторной очистки скважин.

В начале 2017 года конструкторское бюро СЗАО «Новинка» приступило к разработке дефектоскопа для гибкой трубы, и уже осенью того же года был испытан макетный образец. Был собран большой набор труб с различными дефектами, на которых проводились разноплановые испытания. На основе данных, полученных при этих испытаниях, уже в 2018 году был разработан и изготовлен рабочий образец ДТ1.

of innovative high-tech equipment for hydrocarbons production enhancement.

This equipment includes systems for directional drilling on CT and tubing, equipment for radial drilling, equipment for ejector well cleanout.

In early 2017, engineering department of Novinka started development of flaw detector for coiled tubing. A mock-up sample was tested in the autumn of the same year. A wide range of tubings with different defects were used for different tests. Based on data from this testing, in 2018 Novinka developed and manufactured a working sample DT1.

SLIDE 3

DT1 is a magnet flaw detector. Magnetization of the

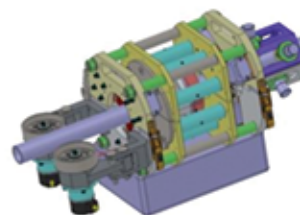
Состав ДТ1

DT1 components

Состав ДТ1:

Дефектоскоп гибкой трубы состоит из блока измерительного*, блока коммутационного, персонального компьютера, монтажного поводка, комплекта соединительных кабелей и специального программного обеспечения.

*комплект блока измерительного обеспечивает работу с ГНКТ одного из трех типоразмеров (диаметром 38,1; 44,45 или 50,8 мм). Для обеспечения работы с ГНКТ других типоразмеров указанного ряда дефектоскоп может быть укомплектован комплектами перехода.



Дефектоскоп ДТ1 может устанавливаться как на новые колтюбинговые установки, также им может дооснащаться ранее выпущенное оборудование

3

СЛАЙД 3

По принципу работы ДТ1 – это магнитный дефектоскоп.

Намагничивание участка трубы до технического насыщения осуществляется постоянными магнитами, чтобы минимизировать вес дефектоскопа. Расчет системы намагничивания был сделан специалистами Института прикладной физики Национальной академии наук Беларуси. Проведенные испытания подтвердили расчетные параметры.

Состав ДТ1:

Дефектоскоп гибкой трубы состоит из блока измерительного*, блока коммутационного, персонального компьютера, монтажного поводка, комплекта соединительных кабелей и специального программного обеспечения.

*комплект блока измерительного обеспечивает работу с ГНКТ одного из трех типоразмеров (диаметром 38,1; 44,45 или 50,8 мм). Для обеспечения работы с

tubing section is performed using permanent magnets in order to minimize flaw detector weight. Specialists of Institute of Applied Physics of the National Academy of Sciences in Republic of Belarus performed calculations for magnetization system. Tests confirmed calculated parameters.

DT1 components

CT flaw detector includes measurement unit, switching unit, personal computer, installation draw-bar, set of communication cables and special software.

Measurement unit is designed for working with CT with one of three diameters (1.5, 1.75 or 2 inch). Flaw detector can be equipped with crossover sets for other diameters.

Конструктив измерительного блока Components of measurement unit



4

гибкими трубами других типоразмеров указанного ряда дефектоскоп может быть укомплектован комплектами перехода.

СЛАЙД 4

ДТ1 предназначен для инспекции гибких труб трех диаметров: 38,1 мм, 44,45 мм, 50,8 мм. Толщина стенки до 5 мм.

Измерительный блок включает:

- систему намагничивания, обеспечивающую намагничивание контролируемого участка ГНКТ;
- установочные ролики, обеспечивающие установку блока измерительного на ГНКТ и его центрирование относительно оси трубы;
- блок датчиков дефектов и толщины стенки, обеспечивающий определение дефектов ГНКТ и измерение толщины стенки;
- блок датчиков размеров, обеспечивающий измерение наружного диаметра и овальности ГНКТ;

SLIDE 4

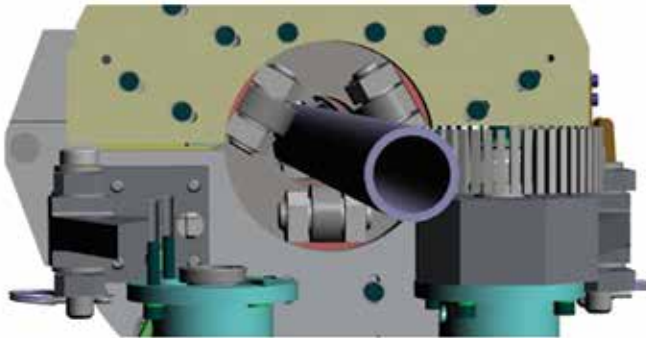
DT1 is designed for inspection of three CT diameters: 1.5 inch, 1.75 inch, 2 inch. Wall thickness is up to 5 mm.

Measurement unit includes:

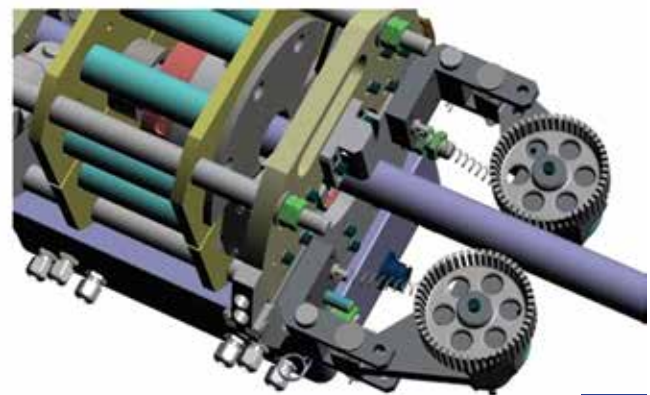
- Magnetization system – provides magnetization of a specific CT section;
- Installation rollers – provide installation of measurement section on CT and its alignment with CT axis;
- Sensors of CT flaws and wall thickness – provide detection of CT flaws and measurement of wall thickness;
- Diameter sensors – provides measurement of outer diameter and CT ovality;
- Odometers – provide measurement of CT speed and length;

Устройство роликов. Датчики движения трубы (одометры) Rollers design. CT movement sensors (odometers)

Система установки блока измерительного на ГНКТ



Датчики движения трубы (одометры)



5

- одометры, обеспечивающие измерение скорости перемещения и длины ГНКТ;
- коммутационный блок, обеспечивающий предварительную обработку полученных данных и их передачу на ПК.

Измерительный блок ДТ1 имеет размыкающуюся конструкцию, что обеспечивает удобство монтажа на ГНКТ. Центр тяжести блока находится ниже оси трубы. Крепление измерительного блока ДТ1 к укладывателю барабана осуществляется стальным поводком с датчиком обрыва.

Переналадка с одного диаметра ГНКТ на другой осуществляется заменой четырех деталей магнитопровода и двух блоков датчиков. Дополнительно осуществляется регулировка роликов подвески и датчиков наружных размеров.

- Switching unit – provides preliminary processing of the obtained data and its transfer to the personal computer.

Measurement unit DT1 consists of several parts thus providing simple and convenient installation on CT. Unit gravity center is below the tubing axis. Measurement unit installation on the level wind is performed using a steel draw-bar with a break sensor.

For installation on another CT diameter, four parts of a magnet core and two sensor units need to be replaced. Rollers and sensors should also be adjusted for the required diameter.

SLIDE 5

DT1 is fixed on CT via two three-roller sets. Each roller has a spring

Основные технические характеристики ДТ1

Main technical characteristics of DT1

Основные технические характеристики	
Размеры ГНКТ	38,1 мм; 44,45 мм; 50,8 мм
Метод дефектоскопии	Оценка рассеяния магнитного потока (MFL)
Выявляемые дефекты:	
- отверстия диаметром	0,5 мм
- поперечные наружные трещины	с раскрытием 0,3 мм длиной 6,5 мм и глубиной 10%
- поперечные внутренние трещины	с раскрытием 0,5 мм длиной 6,5 мм и глубиной 15%
- раковины на наружных поверхностях	диаметром 1,6 мм глубиной 10%
- раковины на внутренних поверхностях	диаметром 3,0 мм глубиной 25%
- вмятины на наружных поверхностях	10x10x1 мм
Точность измерения толщины стенки	±0,2 мм
Точность измерения диаметра гибкой трубы	±0,2 мм
Диапазон определения овальности (разность максимального и минимального диаметров)	от 0 до 3 мм
Шаг снятия дефектограммы	2 мм
Максимальная скорость подачи трубы	0,8 м/с
Оценка температуры окружающей среды	в диапазоне от -40 до +50°C с точностью ±1°C
Оценка вибрации	в диапазоне ±2g с дискретностью 0,1g

6

СЛАЙД 5

На ГНКТ ДТ1 держится двумя тройками роликов. Каждый ролик имеет пружинную подвеску, которая обеспечивает надежную установку и центрирование измерительного блока относительно оси трубы независимо от допусков на ее изготовление и износа при эксплуатации. В качестве роликов использованы закрытые шарикоподшипники со смазкой, не требующие обслуживания.

Использование двух независимых датчиков движения трубы (одометров) обеспечивает высокую, без пропусков, тщательность обследования гибкой трубы и позволяет измерять скорость ее движения. Ролики одометров имеют специальную конструкцию, которая обеспечивает защиту от изменения диаметра из-за налипшей грязи. Для удобства монтажа на ГНКТ одометры имеют рабочее и транспортное положение.

suspension that provides reliable fixation and alignment of the measurement unit with the tubing axis regardless of dimensional allowance and service wear. Sealed ball bearings with lubricant are used as rollers. These bearings do not need any maintenance.

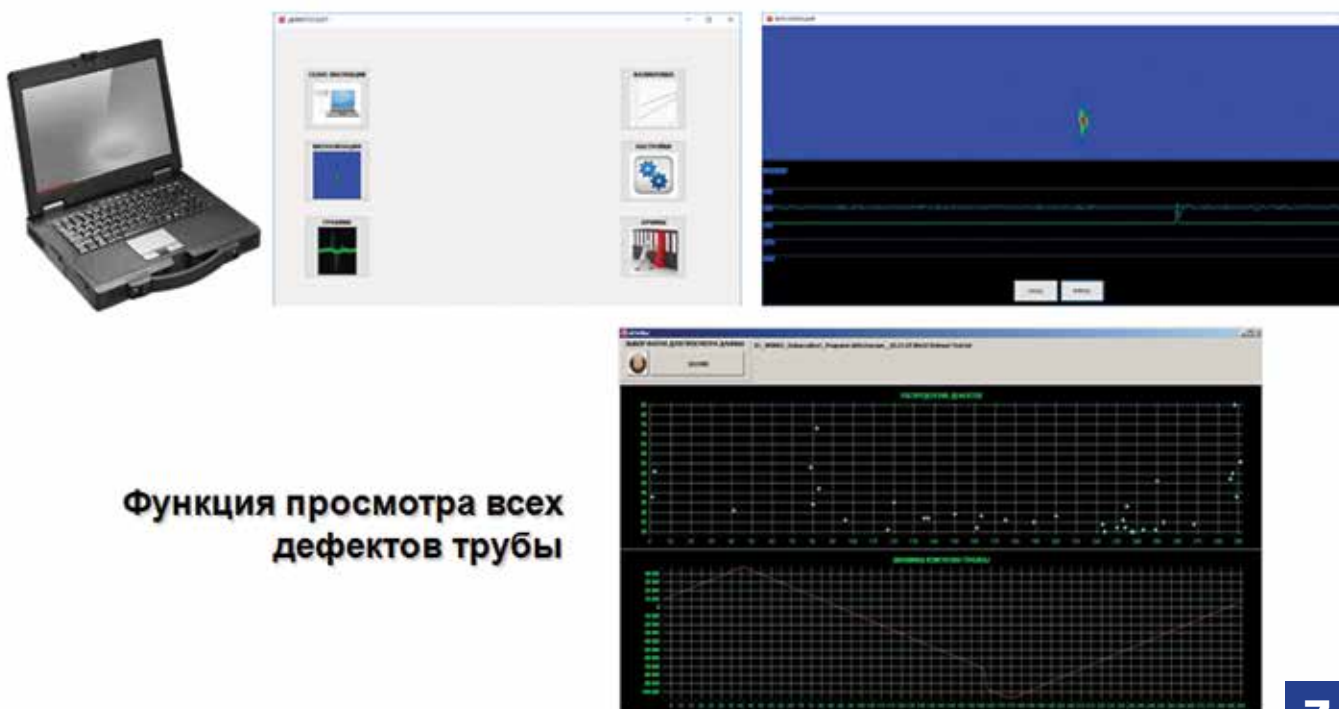
Using two independent odometers provide high accuracy of CT inspection and measurement of CT speed. Special design of odometers rollers provides protection from diameter changes due to deposits on CT surface. For simple installation on CT, odometers have transport and working positions.

SLIDE 6

DT1 provides control of CT wall thickness, three-axis measurement of CT outer diameter,

Программное обеспечение. Функция просмотра всех дефектов трубы Software. Feature of displaying all CT flaws

Специально разработанное ПО обеспечивает запись и отображение полученной информации



Функция просмотра всех дефектов трубы

7

СЛАЙД 6

ДТ1 контролирует толщину стенки трубы, наружные размеры трубы по трем осям, детектирует поперечные и наклонные трещины снаружи и изнутри, вмятины и сквозные отверстия. Все эти параметры снимаются одновременно. Измерения параметров трубы производятся каждые два миллиметра трубы.

СЛАЙД 7

Для ДТ1 разработано специальное программное обеспечение, которое позволяет производить:

- инспекцию гибких труб;
- настройку системы и калибровку датчиков;
- визуализацию и хранение полученной информации.

Вариант отображения дефектов: дефекты отображаются градацией цвета на

detection of inside and outside cracks both transverse and angled. All this parameters are recorded simultaneously. Measurement is performed every 2 millimeters of the tubing.

SLIDE 7

Software developed specially for DT1 provides:

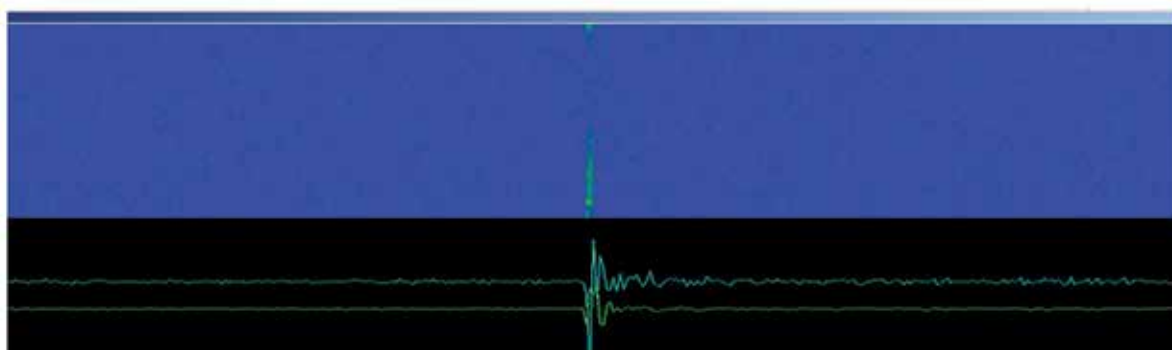
- CT inspection;
- System adjustment and sensors calibration;
- Visualization and storage of the obtained data.

Displaying mode: all flaws are displayed with color gradation on a moving tubing sweep.

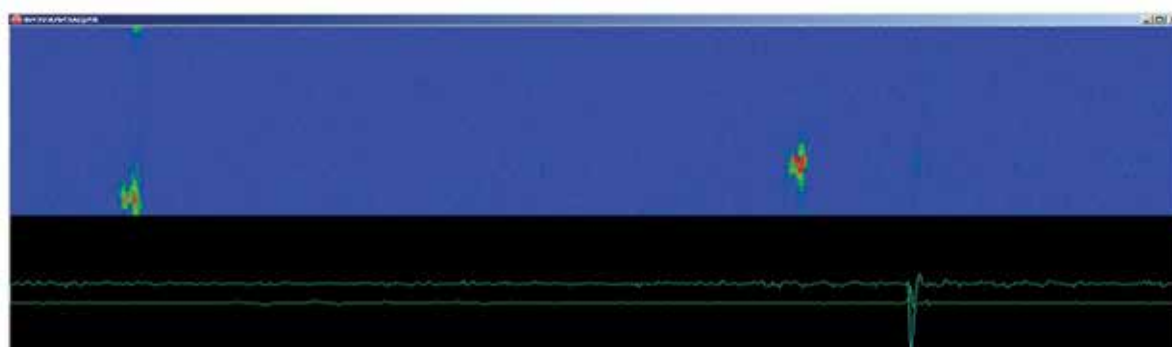
Software provides downloading the full file of CT inspection. Clicking on a certain point provides a color image of the flaw pattern in this point.

Примеры дефектограмм параллельно с графиками вибрации Examples of flaw patterns along with vibration graphs

Ложный дефект, вызванный вибрацией



Действительные дефекты при отсутствии вибрации



8

движущейся развертке трубы.

Программное обеспечение позволяет загрузить полный файл инспекции трубы. По клику на определенную точку можно получить цветное изображение дефектограммы в этой точке.

СЛАЙД 8

При проведении дефектоскопии в условиях постоянных вибраций возможно отображение ложных дефектов, которых в реальности нет. В ДТ1 имеется датчик вибрации, позволяющий отличать действительные дефекты от ложных показаний при встряске из-за соскакивания трубы со следующего витка на барабане. Результаты измерений геометрических параметров при встряске не учитываются.

Дополнительно при работе ДТ1 производится измерение температуры окружающего воздуха и температуры

SLIDE 8

Flaw detection under conditions of a steady-state vibration can display false flaws that do not exist. DT1 includes a vibration sensor that can distinguish real flaws from false ones during vibration due to tubing slip-off from the next turn on the drum. Results of measurement of geometry parameters during vibration are not taken into account.

In addition, DT1 measures temperature of environment and tubing thus increasing the accuracy of measurement of geometry parameters.

SLIDE 9

Accuracy testing of a mock-up sample of flaw detector and

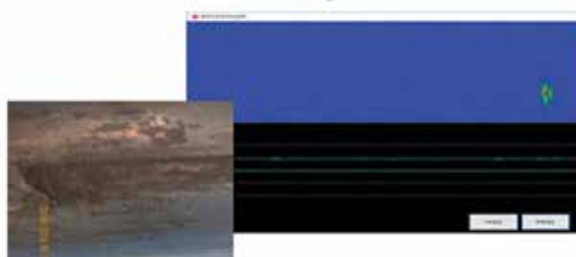
Подтверждение соответствия дефектоскопа заявленным техническим требованиям / Confirmation of flaw detector compliance with stated technical requirements

Проведенные испытания дефектоскопа на колтюбинговой установке подтвердили соответствие прибора заявленным техническим параметрам и показали, что разработанное устройство находится на уровне лучших импортных аналогов.

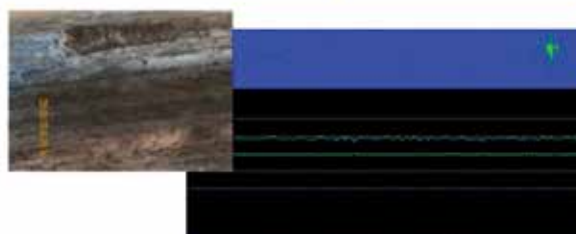


Примеры дефектов, обнаруженный при испытаниях.

Свищ



Задир



9

трубы, что повышает точность оценки геометрических параметров трубы.

СЛАЙД 9

Проведенные точностные испытания макетного образца дефектоскопа, а также его испытания на колтюбинговой установке полностью подтвердили соответствие прибора заявленным параметрам и показали, что разработанное устройство находится на уровне лучших зарубежных аналогов.

Проведение дефектоскопии ГНКТ в режиме реального времени позволяет отслеживать динамику ее износа, и тем самым оптимизировать сроки использования гибкой трубы и предотвращать аварийные ситуации при проведении работ.

Дефектоскоп ДТ1 может устанавливаться как на новые колтюбинговые установки, также им может оснащаться ранее выпущенное оборудование. ☉

field-testing on coiled tubing unit provided full confirmation of the tool compliance with stated requirements and showed that developed tool is at the level of the best foreign analogues.

Real-time CT flaw detection provides wear monitoring thus optimizing CT service life and preventing emergencies during operations.

Flaw detector DT1 can be installed on both new and previously manufactured coiled tubing units. ☉

Не забудьте оформить
подписку на журнал
«Время колтюбинга»!

Индекс в подписном каталоге
«Роспечати» 84119.

Инновационные разработки от компании SHINDA: интеллектуальные кабельно-трубные системы ICCT (Intelligent Cable and Coiled Tubing)

Innovative Designs from the SHINDA Company: Intelligent Cable and Pipe Systems ICCT (Intelligent Cable and Coiled Tubing)

Линь Юэ ЦИН, генеральный директор SHINDA (Таншань) CREATIVE OIL & GAS EQUIPMENT CO., LTD; Павел ЕГОРОВ, д. т. н., генеральный директор по России и странам СНГ SHINDA (Таншань) CREATIVE OIL & GAS EQUIPMENT CO., LTD

Mr. Lin Yue QING, General Director, SHINDA (TANGSHAN) CREATIVE OIL & GAS EQUIPMENT CO., LTD; Dr. Pavel EGOROV, General Manager Russia and CIS countries, SHINDA (TANGSHAN) CREATIVE OIL & GAS EQUIPMENT CO., LTD

В настоящее время колтюбинговая отрасль сталкивается со множеством вызовов, для чего необходимо модернизировать стандартные ГНКТ и создавать интеллектуальные системы на основе ГНКТ, чем активно занимается последние несколько лет компания SHINDA (TANGSHAN) CREATIVE OIL & GAS EQUIPMENT CO., LTD, входящая в Huatong group.

Основанная в 1993 году Hebei Huatong Wires and Cables Group Co., Ltd сегодня располагается на площади более 220 000 квадратных метров, имеет в своем производственном активе более 420 единиц производственного оборудования и производственных линий, а также более 250 единиц лабораторного и испытательного оборудования. В 2012 году группа компаний Huatong организовала компанию SHINDA (TANGSHAN) CREATIVE OIL & GAS EQUIPMENT CO., LTD и началось строительство и запуск производственных мощностей компании SHINDA. В 2016 году компания SHINDA начала активную работу по международным продажам, открыты офисы в США, Европе, России, Африке и Ближнем Востоке, получены требуемые разрешения и сертификаты.

За время своего движения к успеху группа компаний HUATONG зарекомендовала себя как надежного, современного производителя всего спектра кабельной продукции, капиллярных трубок\трубок контроля и управления, ГНКТ, шлангокабелей, а также как разработчика и производителя инновационных изделий для сервисных компаний нефтегазового сектора – ICCT (Intelligent Cable and Coiled Tubing) системы. Сегодня группа компаний HUATONG является надежным поставщиком на китайском внутреннем рынке, успешно поставляет продукцию в Соединенные Штаты Америки, Голландию, Италию, Россию, Казахстан, Великобританию, Австралию, Новую Зеландию, Эфиопию, Гану, Конго, Ближний Восток, Юго-Восточную Азию и ряд других стран.

SHINDA (TANGSHAN) CREATIVE OIL & GAS

At present, the coiled tubing operation is facing more and more challenges – deeper/stronger and intelligentization, Modernizing standard coiled tubing and creating intelligent systems based on coiled tubing provide solution to these challenges, which the SHINDA (TANGSHAN) company CREATIVE OIL & GAS EQUIPMENT CO., LTD, a member of the Huatong group, has actively engaged in over the past few years.

Founded in 1993, Hebei Huatong Wires and Cables Group Co., Ltd. today occupies an area of more than 220,000 square meters, has in its production assets more than 420 units of production equipment and production lines, as well as more than 250 units of laboratory and testing equipment. In 2012, the Huatong group of companies organized CREATIVE OIL & GAS EQUIPMENT CO., LTD and the construction and start-up of Shinda's production facilities began. In 2016, SHINDA began active work on international sales; offices opened in the USA, Europe, Russia, Africa, and the Middle East, the required permits and certificates were obtained.

The HUATONG group of companies has established itself as a reliable, modern manufacturer of a wide range of equipment, capillary tubes and control and monitoring tubes, coiled tubing, umbilical cables, as well as a developer and manufacturer of innovative products for oil and gas service companies - ICCT (Intelligent Cable and Coiled Tubing) systems. Today, the HUATONG group of companies is a reliable supplier in the Chinese domestic market, successfully supplying products to the United States, Holland, Italy, Kazakhstan, Australia, Australia, New Zealand, Ethiopia, Ghana, Congo, the Middle East, Southeast Asia and some other countries..

SHINDA (TANGSHAN) CREATIVE OIL & GAS EQUIPMENT CO., LTD operates in accordance with international standards of safety and quality, including: ISO 9001: 2008 (Quality Management System), OHSAS 18001: 2007 (Occupational Health and Safety Management System), ISO 14001: 2004 (Environmental Management System), CNPC HSE Q / SY1002.1-2013 Certificate, SINOPEC HSE Q / SHS0001.1-2001 Certificate, Maritime Register

EQUIPMENT CO., LTD осуществляет свою деятельность в соответствии с международными стандартами безопасности и качества, включая: ISO 9001: 2008 (Система управления качеством), OHSAS 18001:2007 (Гигиена труда и Система управления безопасностью), ISO 14001:2004 (Система экологического управления), Сертификат CNPC HSE Q/SY1002.1-2013, Свидетельство SINOPEC HSE Q/SHS0001.1-2001, Сертификат морского реестра по Методу II G0174, API, Сертификат Q1 (Q1-2225) Американского института нефти (API) и Сертификат 5 Американского института нефти (API) (5ST-0005).

Группа компаний HUATONG производит силовые кабели с напряжением до 35 кВт с изоляцией из сшитого полиэтилена XLPE, силовые кабели с ПВХ-изоляцией, шахтные кабели, гибкие кабели в резиновой оболочке, погружные (ESP) кабели, локомотивные кабели, судовые офшорные кабели и кабели для военно-морского флота, кабели для атомных станций, готовые кабельные муфты, воздушные кабели, кабели системы управления, специальные кабели, провода для обмотки двигателя, витой алюминиевый провод (AAC), алюминиевый многожильный витой провод со стальным сердечником (ACSR) и многое другое.

Весь вышеперечисленный спектр выпускаемой продукции совместно с уникальными технологиями лазерной сварки ГНКТ и капиллярных трубок/трубок гидравлического контроля создал возможность для инженеров и исследователей компании начать исследования в области инновационных ICCT (Intelligent Cable and Coiled Tubing) систем. В 2019 году общее число сотрудников компании HUATONG превысило 1000 человек по всему миру, причем более чем 20% из них имеют высшее образование и степени кандидатов и докторов наук. Также многие годы компания SHINDA (TANGSHAN) CREATIVE OIL & GAS EQUIPMENT CO., LTD ведет совместные разработки с Китайской академией наук.

Эта работа позволяет решать вопросы оптимизации расходов сервисных компаний. SHINDA предлагает три основных направления: использование новых материалов (специальные углеродистые стали, титановые сплавы и т.п.) для производства гибкой трубы, совершенствование технологий, в частности, использование высокочастотной лазерной сварки, при производстве ГНКТ и трубок гидравлического контроля и наработку экспертного опыта применения продуктов компании в различных проектах с применением ICCT-систем.

В данной статье остановимся только на нескольких интересных разработках, которые, на наш взгляд, должны получить оценку специалистов и востребованность в ближайшем будущем на рынке сервисных услуг России и стран СНГ.

Certificate of Method II G0174, API, Q1 Certificate (Q1-2225) of the American Petroleum Institute (API) and American Petroleum Institute (API) Certificate 5 (5ST-0005).

The HUATONG group of companies produces power cables of up to 35 kW voltage with XLPE cross-linked polyethylene insulation, PVC-insulated power cables, mine cables, rubber-sheathed flexible cables, immersion cables (ESP), locomotive cables, marine offshore cables and cables for military naval fleet, cables for nuclear power plants, pre-assembled cable boxes, overhead cables, control cables, special cables, wires for motor windings, twisted aluminum wire (AAC), aluminum stranded wire with steel core (ACSR) and much more.

All of the above range of products, together with the unique technologies of laser welding of coil tubing and capillary tubes\hydraulic control tubes, has created an opportunity for the company's engineers and researchers to begin research in the field of innovative ICCT (Intelligent cable and Coiled Tubing) systems. In 2019, the total number of HUATONG employees exceeded 2,000 people worldwide, with more than 20% of them having higher education and the degree of candidates and doctors of science. Also for many years the company SHINDA (TANGSHAN) CREATIVE OIL & GAS EQUIPMENT CO., LTD has been jointly developing with the Chinese Academy of Sciences.

This work allows us to solve the issues of optimizing the costs of service companies. SHINDA offers three main areas: the use of new materials (special carbon steels, titanium alloys, etc.) for the production of flexible pipes, the improvement of technologies, in particular, the use of laser welding, in the production of CT and hydraulic control tubes, and the accumulation of expert experience in using the company's products in various projects using ICCT systems.

In this article, I will focus only on a few interesting developments, which, in my opinion, should receive expert assessment and relevance in the near future in the market of service services in Russia and the CIS countries.



ГНКТ
Ordinary CT Pipes

T/D	inch	0,75	1	1,25	1,5	1,75	2	2,375	2,625	2,875	3,25	3,5
inch	mm	19,1	25,4	31,8	38,1	44,5	50,8	60,3	66,7	73	82,6	88,9
0,075	1,9											
0,08	2											
0,083	2,1											
0,087	2,2											
0,095	2,4											
0,102	2,6											
0,109	2,8											
0,118	3											
0,125	3,2											
0,134	3,4											
0,145	3,7											
0,156	4											
0,175	4,4											
0,188	4,8											
0,204	5,2											
0,224	5,7											
0,25	6,4											
0,276	7											
0,281	7,1											
0,3	7,6											

МАРКА СТАЛИ Grade	C	Mn	P	S	Si
	max	max	max	max	max
СТ70	0,16	1,2	0,025	0,01	0,5
СТ80	0,16	1,2	0,02	0,01	0,5
СТ90	0,16	1,2	0,02	0,01	0,5
СТ100	0,16	1,65	0,025	0,01	0,5
СТ110	0,16	1,65	0,025	0,01	0,5

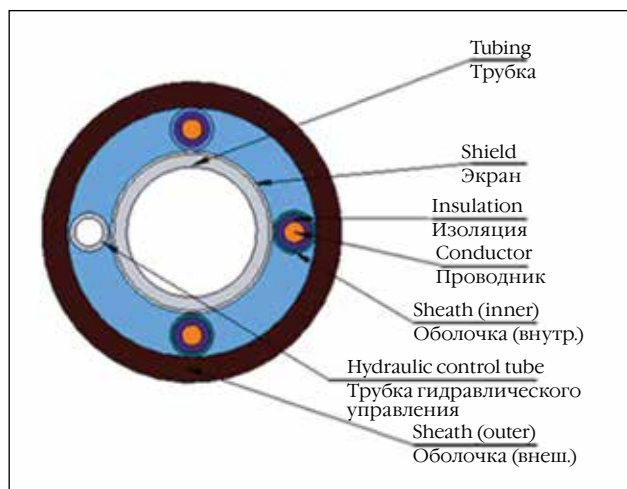
МАРКА СТАЛИ Grade	Предел текучести/ MPa yield strength/MPa		Прочность на растяжение/MPa tensile strength/MPa
	min	max	min
ST70	483	552	552
ST80	552	620	607
ST90	620	689	669
ST100	689	-	758
ST110	758	-	793

Применение

Используются для бурения на колтюбинге, капитального ремонта скважин, гидropескоструйной перфорации, фрезерования портов многостадийного гидроразрыва пласта, активации портов МГРП специализированными компоновками низа колонны, удаления парафинов, геофизических исследований скважин и др.

Application

Used in drilling, workover, well completion, well logging and drainage gas recover, sand washing, the drainage of gas lift, paraffin removal and salvage operations, through the whole process of oil and gas exploitation.



ГНКТ комбинированная с кабелем и линией гидравлического контроля
Combined coiled tubing with cables and hydraulic control line

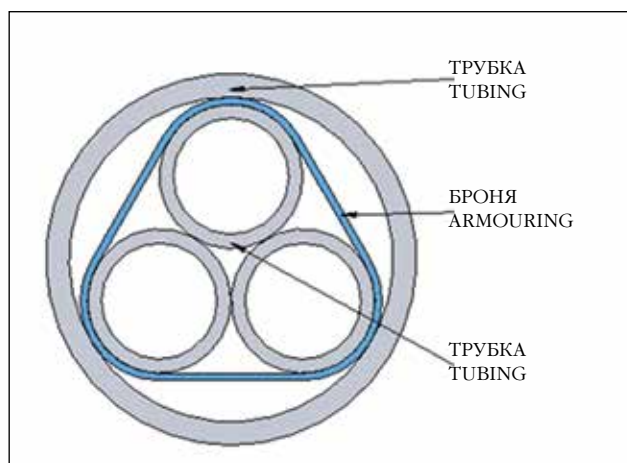
Структура Structure	Внутренняя трубка/Inner Tubing
	Экран/Shield
	Линия управления/Control line
	Заполнитель/Filler
	Внешняя оболочка/Outer Sheath
Свойства Structure	1. Материал внутренней трубки – СТ70, предел текучести – 70 000 psi, предел прочности – 80 000 psi; Контрольная линия, материал 316L, предел текучести – 40 000 psi, предел прочности – 70 000 psi. 1. The inner tube material is CT70, yield strength is 70,000 psi, tensile strength is 80,000 psi; Control line, material 316L, yield strength 40,000 psi, tensile strength 70,000 psi.
	2. EPDM подходит для температур ниже 120 °C, плотность 0,87 г/см ³ . 2. EPDM is suitable for below 120 °C, the density of 0.87 g/cm ³ .
	3. EPDM подходит для температур ниже 120 °C, плотность 0,87 г / см ³ . 3. EPDM is suitable for below 120 °C, the density of 0.87 g/cm ³ .
	4. Температура плавления HDPE 130 °C, диапазон температур – 60 °C – 100 °C, плотность 0,94 г/см ³ . 4. HDPE melting point 130 °C, temperature range – 60 °C – 100 °C, the density 0.94 g/cm ³ .

Применение

Одновременно с эксплуатацией колтубинга обеспечивается передача энергии для подземных скважин, транспортировка химических веществ, а эксплуатация становится более удобной, безопасной и надежной.

Application

At the same time of coiled tubing operation, it provides power transmission for underground wells, chemical agent transportation, and the operation is more convenient, safe and reliable.



Многоканальные ГНКТ
Multichannel coiled tubing

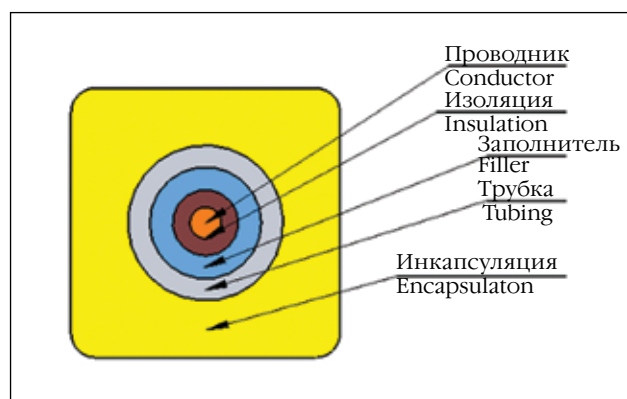
Структура Structure	Внешняя труба/Outer Tubing
	Броня/Armoring
	Внутренние трубки/Inner Tubing
Свойства Property	1. Материал внешней трубки – ST80, предел текучести трубки – 80,000 psi, предел прочности – 88,000 psi. 1. The outer tube material is ST80, yield strength of the tube is 80,000 psi, tensile strength is 88,000 psi.
	2. Материал внутренней трубки – Q345, предел текучести – 50,000 psi, предел прочности – 71,000 psi. 2. The inner tube material is Q345, yield strength is 50,000 psi, tensile strength is 71,000 psi.

Применение

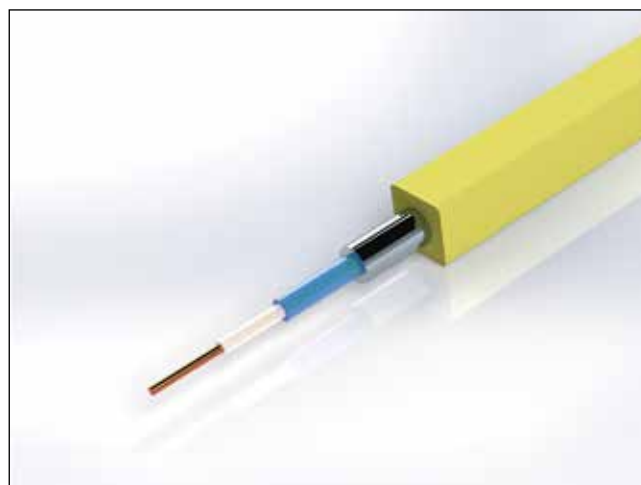
В основном используется для подземной пластовой закачки воды и добычи пластового газа.

Application

Mainly used for underground layered water injection and layered gas production



Инкапсулированный кабель
Encapsulated cable



КОМПОНЕНТ / COMPONENT		ВАРИАНТЫ / CAPABILITIES	ТИПОВОЙ ДИЗАЙН STANDARD DESIGN
Проводник	Размер/Size	20AWG-12AWG	18 AWG / 16 AWG
	Тип/Type	Одно или многожильный Solid or Stranded	Одно- или 7-жильный Solid or 7 Strand
	Покрытие/Coatings	Голый, Луженый, Никелированный, Посеребренный	Голый или Луженый
Изоляция/Insulation		PP, EFTFE, FEP	PP, EFTFE, FEP
Наполнитель/Filler		PP, FEP	PP
Трубка Tubing	Тип Type	316L, Alloy 825, Alloy 625	316L or Alloy 825,
	Диаметр/OD	0.250"	0.250"
	Толщина стенки/Wall	0.028", 0.035", 0.049"	0.028", 0.035"
Инкапсуляция Encapsulation		PP, TPV, nylon, PVDF, FEP	PP, TPV, nylon, FEP

Применение

Трубчатый герметичный кабель (ТЕС) используется для обеспечения передачи сигнала на скважинные датчики на наземный блок сбора данных.

В постоянном контрольном кабеле используется наружный кабель диаметром 1/4 или 1/8 дюйма с медным одножильным проводником 16, 18 или 22 AWG. ТЕС рассчитан на суровые скважинные условия и содержит несколько внутренних слоев полимерной оболочки для дополнительной защиты.

Дополнительно ТЕС может быть помещен в квадратную полимерную оболочку и имеет свободу выбора различных материалов.

Application

Tubing Encapsulated cable (TEC) is used to provide signal transmission to downhole gauges to the data acquisition surface unit.

The permanent monitoring cable uses a 1/4" or 1/8" OD TEC that houses a 16, 18, or 22 AWG copper single core conductor. The TEC is rated for harsh downhole environments and contains several internal layers of polymeric encapsulation for added protection.

Additionally, the TEC can be housed within square profile polymeric encapsulation and is free choice in various materials.



ГНКТ с нагревательным элементом внутри **Coiled tubing with heating conductor inside**

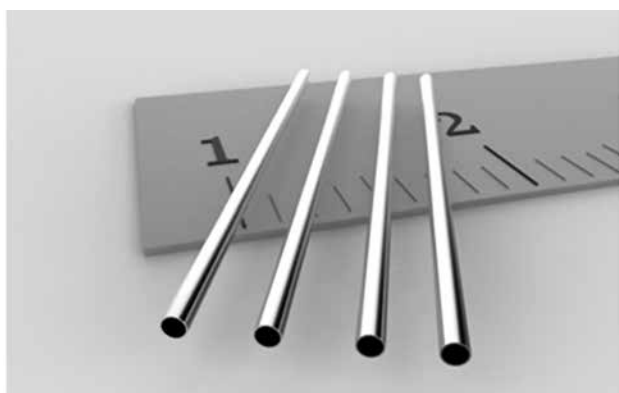
Применение

Колтюбинг становится теплоносителем, и природный газ или сырая нефть, протекающая через масляную трубу и петлевую трубу, нагревается, чтобы исключить эффект вождения.

Структура Structure	Высокопрочный кабель High strength cable
	Трубка Tubing
Свойства Property	1. Предел текучести трубки – 80,000 psi, предел прочности – 95,000 psi. 1. The tube yield strength is 80,000 psi, tensile strength is 95,000 psi.
	2. При 20 °C сопротивление проводника по постоянному току составляет не более 0,206 Ом/км. 2. At 20 °C, conductor DC resistance is no more than 0.206 Ω/km.
	3. Тест напряжения: 2500 В/5 мин. 3. Voltage test: 2500 V/5 min.

Application

The coiled tubing is turned into a heat carrier, and the natural gas or crude oil flowing through the oil pipe and the pipe loop is heated to eliminate the effect of waxing.



Капиллярные трубки/линии гидравлического контроля и управления **Capillary tubes/lines of hydraulic control and management**

Материал/Material: 316L, 2205, 2507, Incoloy 825, Incoloy 625

Диаметр/OD		inch	1/8	1/4	3/8	1/2	5/8
Толщина стенки Wall thickness		mm	3.18	6.35	9.53	12.70	15.88
inch	mm						
0.028	0.71						
0.035	0.89						
0.049	1.25						
0.065	1.65						
0.080	2.00						

Компания предлагает продуктовую линейку капиллярных трубок, адаптированных к конкретным требованиям расширяющегося спектра скважинных применений, включая химическую и газохимическую инъекцию, гидравлические линии управления, стальные трубки, шлангокабели, НКТ малого диаметра.

Применение ICCT-систем позволяет оптимизировать затраты сервисных компаний и может существенно сокращать сроки проведения работ по стандартным операциям. Конечно, работа по созданию ICCT-систем требует всестороннего и постоянного партнерства с разработчиками и производителями оборудования, а также с сервисными и нефтегазовыми компаниями в области НИОКР. Мы открыты и заинтересованы в партнерстве с российскими, белорусскими компаниями и компаниями других стран как в совместных разработках, адаптации, так и в проведении ОПИ. ☉

The company offers a product line capillary tubes adapted to the specific requirements of an expanding range of downhole applications, including chemical and gas chemical injection, hydraulic control lines, steel tubes, tubing, small diameters tubing

The use of ICCT systems allows you to optimize the costs of service companies and can significantly reduce the time of work on standard operations. Naturally, the work on the creation of ICCT systems requires a comprehensive and ongoing partnership with developers and equipment manufacturers, as well as with service and oil and gas companies in the field of R & D. We are open and interested in partnering with Russian, Belarus companies and companies of other countries both in joint development, adaptation, and in carrying out OPI. ☉

Преимущества применения измерения долговременной проводимости перед краш-тестом при оценке пропанта

А.В. МОЖЖЕРИН, к. т. н., А.В. САКУЛИН, к. т. н., Ф.Р. ИКСАНОВ, к. т. н., АО «Боровичский комбинат огнеупоров»;
А.Ю. КОРЖАВИН, ООО «Торговый дом БКО»

Аннотация

Тестирование двух типов пропантов, предлагаемых российскими производителями, показали преимущество алюмосиликатных пропантов перед магнезиально-кварцевыми по таким важнейшим характеристикам, как долговременная проводимость и проницаемость при сопоставимых результатах краш-теста. Выявлено, что при давлении свыше 4 крси проводимость алюмосиликатных пропантов фракции 16/30 сопротивлением раздавливанию 16% превышает проводимость магнезиально-кварцевых пропантов фракции 16/20 с сопротивлением раздавливанию 12%. Установлено негативное влияние состава магнезиально-кварцевых пропантов на формирование дефектной структуры с пониженной прочностью при долговременных и циклических нагрузках, приводящее к обвалному разрушению гранул, характерному для песков.

Ключевые слова

Гидроразрыв пласта, пропанты алюмосиликатные, пропанты магнезиально-кварцевые, краш-тест, проводимость, проницаемость.

Гидроразрыв пласта (ГРП) является на сегодня наиболее результативным геолого-техническим мероприятием, обеспечивающим кратное увеличение добычи и повышение эффективности разработки низкопроницаемых коллекторов. Увеличение применения ГРП повлекло за собой рост потребления расходных материалов, включая и пропанты.

В России производят два типа пропантов: алюмосиликатные и магнезиально-кварцевые. Они различаются по химико-минеральному составу керамической основы, видам используемого минерального сырья, способу его переработки.

Алюмосиликатные пропанты изготавливают из природных глинистых минералов и бокситов, что обеспечивает постоянство их минералогического состава, физико-химических и специальных технических характеристик.

Магнезиально-кварцевые пропанты было бы точнее назвать магнезиально-кварцевыми. Их изготавливают из магнезиально-кварцевых природных минералов и техногенных отходов с добавлением кварцевого песка.

Для закрепления трещин ГРП в России и странах СНГ применяются пропанты четырех фракций, из которых две основные: 16/20 и 12/18, и две вспомогательные: 16/30 и 20/40. Выбор

нужного размера зерен пропанта определяется целым комплексом факторов.

Чем крупнее гранулы, тем большей проницаемостью обладает упаковка пропанта в трещине, но использование пропанта крупной фракции сопряжено с дополнительными проблемами при его переносе вдоль трещины. К тому же прочность пропанта снижается с увеличением размеров гранул, и, кроме того, в слабосцементированных коллекторах предпочтительным оказывается использование пропанта более мелкой фракции, так как за счет выноса из пласта мелкодисперсных частиц упаковка крупнозернистого пропанта постепенно засоряется и ее проницаемость снижается [1].

С размером фракции связан и еще один показатель проектирования ГРП – размер перфорационного отверстия. Размер пропанта ГРП должен быть в шесть раз меньше диаметра входного отверстия в обсадной трубе. Если отверстие оказывается недостаточным для прохождения пропанта, происходит закупорка перфораций, поступление пропанта в пласт прекращается и наблюдается остановка закачки [2, 3].

Как показано в статье [4], сравнение пропантов необходимо производить не по характеристикам ГОСТ Р 51761-2013, а по

показателям проводимости (проницаемости) пропантной пачки. Эти показатели наиболее реально отражают эффект от использования пропантов в ГРП. Сравнение проводимости (проницаемости) различных по составу и исполнению пропантов позволяет выделить наиболее подходящий для тех или иных условий эксплуатации. В настоящей статье приводятся аргументы, основанные на экспериментально полученных данных, показывающие, что использование алюмосиликатных пропантов всех рабочих фракций с более низкими показателями сопротивления раздавливанию будет значительно выгодным, чем магнезиально-кварцевых с высокими показателями сопротивления

раздавливанию, а при определенных условиях использование пропантов фракции 16/30 позволяет получить увеличение дебита, сравнимое и даже превышающее, чем при использовании фракции 16/20.

ХАРАКТЕРИСТИКИ ИССЛЕДУЕМЫХ ПРОПАНТОВ

Исследования проведены на образцах алюмосиликатных и магнезиально-кварцевых пропантов четырех фракций 12/18, 16/20, 16/30, 20/40. В таблице 1 приведены результаты тестирования по ГОСТ Р 51761-2013 (алюмосиликатные пропанты) и ГОСТ Р 54571-2011 (магнезиально-кварцевые). Методы испытаний пропантов по обоим стандартам одинаковы.

Таблица 1 – Свойства испытываемых пропантов

Наименование показателя	Фракция 12/18			Фракция 16/20			Фракция 16/30			Фракция 20/40		
	МК 20	АС 30	АС 24	МК 12	АС 27	АС 21	МК 10	АС 16	АС 25	МК 7	АС 8	АС 10
Гранулометрический состав, %												
- остаток на сите № 8 (2,360 мм)	0	0	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- остаток на сите № 12 (1,700 мм)	0,02	0	0	0	0	0	-	-	-	-	-	-
- остаток на сите № 14 (1,400 мм)	20,93	0,1	0,3	0	0	0	-	-	-	-	-	-
- остаток на сите № 16 (1,180 мм)	52,92	44,1	45,2	0,5	1,6	1,1	1,17	0,1	0	-	-	-
- остаток на сите № 18 (1,000 мм)	24,96	55,1	53,7	31,9	33,8	33,6	58,95	0,4	0,4	-	-	-
- остаток на сите № 20 (0,850 мм)	0,62	0,7	0,8	65,1	59,1	59,8	38,52	27,7	28,2	0,2	0	0
- остаток на сите № 25 (0,710 мм)							1,29	51,3	47,5	1,2	0	0,2
- остаток на сите № 30 (0,600 мм)	0,29	0	0	2,4	5,3	5,4	0,07	16,8	20,1	86,5	27,7	20,3
- остаток на сите № 35 (0,500 мм)										12	49,2	42
- остаток на сите № 40 (0,425 мм)							0	3,7	3,6	0,1	19,5	26,9
проход через сито № 30 (0,600 мм)	0,09	0	0	0,1	0,2	0,1	0	0	0	0	-	-
проход через сито № 40 (0,425 мм)	-	-	-	0	0	0	0	0	0,2	0	3,4	8,8
проход через сито № 50 (0,300 мм)							0	0	0	0	0,2	1,8
Массовая доля гранул основной фракции, %	98,81	99,3	99,2	99,4	98,2	98,8	98,83	96,2	96,2	99,8	99,7	98
Сопротивление раздавливанию (массовая доля разрушенных гранул), %, при значении давления 68,9 МПа (10 000 psi)	20,5	30,1	23,8	12,7	27,6	21,3	10,8	16,2	25,4	3,5	6,4	10,3
Насыпная плотность, г/см ³	1,56	1,62	1,7	1,65	1,68	1,70	1,65	1,7	1,68	1,62	1,71	1,68
Сферичность	0,9	0,968	0,961	0,961	0,954	0,955	0,962	0,941	0,894	0,967	0,921	0,864
Округлость	0,89	0,907	0,896	0,897	0,888	0,89	0,877	0,878	0,898	0,921	0,888	0,872

Следует отметить, что по данным испытаний все образцы магнезиально-кварцевых пропантов с большим запасом выдержали требования стандарта API RP 60-95 по показателю сопротивление раздавливанию:

- фракция 12/18 – 20,5% при норме не более 25%;
- фракция 16/20 – 12,7% при норме не более 25%;
- фракция 16/30 – 12,7% при норме не более 25%;
- фракция 20/40 – 3,5% при норме не более 10%.

В то же время лишь половина образцов алюмосиликатных пропантов выдержали требования вышеупомянутого стандарта:

- фракция 12/18 – 23,8% и 30,1% при норме не более 25%;
- фракция 16/20 – 21,3% и 27,6% при норме не более 25%;
- фракция 16/30 – 16,2% и 25,4% при норме не более 25%;
- фракция 20/40 – 6,4% и 10,3% при норме не более 10%.

В остальном образцы пропантов обоих типов соответствовали требованиям обоих российских и американского стандартов.

ИЗМЕРЕНИЕ ПРОВОДИМОСТИ ПРОПАНТОВ



Рисунок 1 – Установка по определению проводимости и проницаемости пропантов

Измерение проводимости производили по методике ISO 13503-5:2006 на установке, разработанной и изготовленной компанией Corelab Instruments (рис. 1).

Условия проведения измерений проводимости: пластины песчаника из штата Огайо, концентрация пропанта 2 фунта на квадратный фут, температура 121 °C (250 °F).

РЕЗУЛЬТАТЫ И ИХ ОБСУЖДЕНИЕ

Результаты измерений проводимости пропантной пачки приведены на диаграммах рис. 2–5.

Несмотря на более предпочтительные

показатели сопротивления раздавливанию у магнезиально-кварцевых пропантов, алюмосиликатные пропанты всех рабочих фракций, даже при показателях, выходящих за рамки требований API RP 60-95, показывают более высокую проводимость по сравнению с алюмосиликатными при давлении свыше 4000 p.s.i., а для крупных фракций (12/18, 16/20) уже при давлении свыше 2000 p.s.i.

С увеличением давления закрытия долговременная проводимость пропантной пачки уменьшается, но при всех уровнях давления, начиная от 4 kpsi и выше, долговременная проводимость алюмосиликатных пропантов выше, чем у магнезиально-кварцевых пропантов, хотя их сопротивление раздавливанию при давлении 10 kpsi ниже.

Для пропантов фракции 12/18 (диаграмма на рис. 2) проводимость магнезиально-кварцевых пропантов при давлении 2 kpsi самая высокая. При давлении 4 kpsi проводимость алюмосиликатных пропантов AC 16 фракции 16/30 превышает проводимость магнезиально-кварцевых пропантов МК 12 фракции 16/20, а при давлении 6 psi проводимость алюмосиликатных пропантов AC 25 фракции 16/30 практически сравнивается с проводимостью магнезиально-кварцевых пропантов МК 12 фракции 16/20. При давлении выше 6 kpsi проводимость любых алюмосиликатных пропантов фракции 16/30 выше, чем магнезиально-кварцевых пропантов фракции 16/20.

Для пропантов фракции 16/20 (диаграмма на рис. 3) проводимость при давлении 2 kpsi практически одинаковая. Но с повышением давления превышение проводимости алюмосиликатных пропантов становится ощутимым. При давлении 4 kpsi превышение составляет от 15% (для AC 27) до 25% (для AC 21), а при давлении 10 kpsi превышение проводимости алюмосиликатных увеличивается до 34% (для AC 27) и 80% (для AC 21).

Для пропантов фракции 16/30 (диаграмма на рис. 4) исходная проводимость при давлении 2 kpsi уже различная: самая высокая у алюмосиликатных пропантов AC 25, на 14% ниже у алюмосиликатных пропантов AC 16, самая низкая – у магнезиально-кварцевых пропантов МК 10. С повышением давления проводимость обоих алюмосиликатных пропантов превышает проводимость магнезиально-кварцевых. Начиная с давления 8 kpsi, проводимость более прочных алюмосиликатных пропантов AC 16 практически сравнивается с проводимостью менее прочных алюмосиликатных пропантов AC 25. Превышение проводимости алюмосиликатных пропантов AC 16 и AC 25 над магнезиально-кварцевыми МК 10 составляет: при давлении 4 kpsi 54% для AC 25

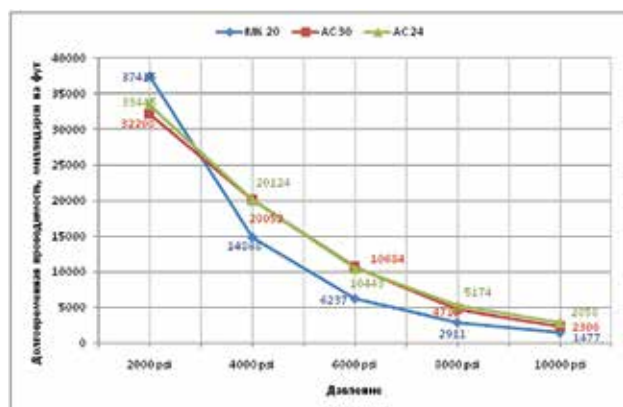


Рисунок 2 – Диаграммы изменения проводимости испытанных образцов пропантов фракции 12/18. Условные обозначения: МК 20 – магнезиально-кварцевый пропант с сопротивлением раздавливанию 20%, AC 24 – алюмосиликатный пропант с сопротивлением раздавливанию 24%, AC 30 – алюмосиликатный пропант с сопротивлением раздавливанию 30%

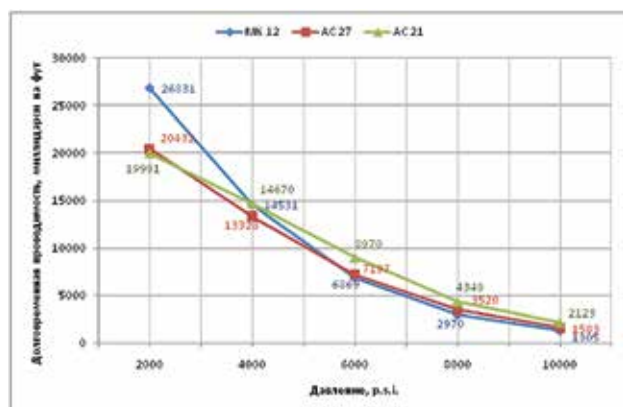


Рисунок 3 – Диаграммы изменения проводимости испытанных образцов пропантов фракции 16/20. Условные обозначения: МК 12 – магнезиально-кварцевый пропант с сопротивлением раздавливанию 12%, AC 27 – алюмосиликатный пропант с сопротивлением раздавливанию 27%, AC 21 – алюмосиликатный пропант с сопротивлением раздавливанию 21%

и 81% для AC 16, при давлении 6 kpsi 72 % для AC 25 и 84 % для AC 16, при давлении 8 kpsi 40% для AC 25 и 42% для AC 16, при давлении 10 kpsi соответственно 25% и 33%.

Для пропантов фракции 20/40 (диаграмма на рис. 5) исходная проводимость при давлении 2 kpsi, как и в случае с пропантами фракции 16/30, тоже различная, однако различие незначительное: самая высокая у алюмосиликатных пропантов AC 10, на 4% ниже у магнезиально-кварцевых пропантов, на 5% ниже – у алюмосиликатных пропантов AC 8. Такое положение сохраняется при

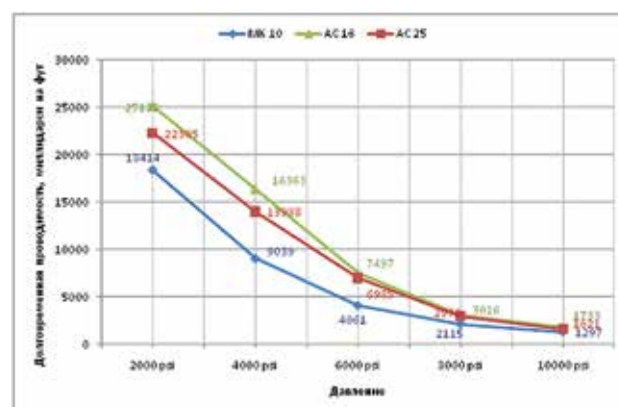


Рисунок 4 – Диаграммы изменения проводимости испытанных образцов пропантов фракции 16/30. Условные обозначения: МК 10 – магнезиально-кварцевый пропант с сопротивлением раздавливанию 10%, AC 16 – алюмосиликатный пропант с сопротивлением раздавливанию 16%, AC 25 – алюмосиликатный пропант с сопротивлением раздавливанию 25%

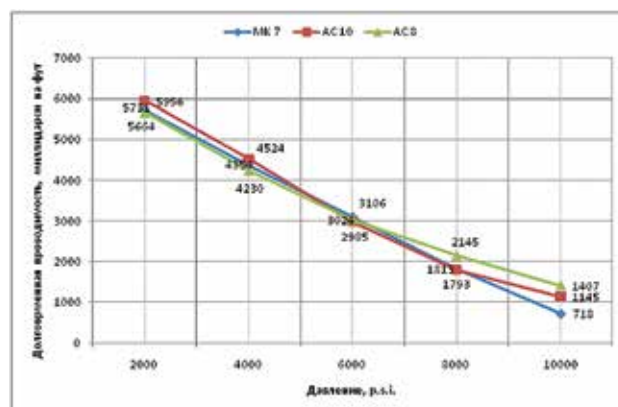


Рисунок 5 – Диаграммы изменения проводимости испытанных образцов пропантов фракции 20/40. Условные обозначения: МК 7 – магнезиально-кварцевый пропант с сопротивлением раздавливанию 7%, AC 8 – алюмосиликатный пропант с сопротивлением раздавливанию 8%, AC 10 – алюмосиликатный пропант с сопротивлением раздавливанию 10%

повышении давления до 6 kpsi, при давлении 8 kpsi по проводимости алюмосиликатный пропант AC 8 опережает остальные на 20%, а при давлении 10 kpsi явное преимущество показывают алюмосиликатные пропанты: проводимость алюмосиликатных AC 8 выше, чем у магнезиально-кварцевых на 96%, а у AC 10 – на 60%.

Результаты испытаний показали, что одних только данных краш-теста, изначально разработанного для оценки качества песков, недостаточно 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.

Подтвержден тезис о закономерности выявленной ранее зависимости [4]: снижение долговременной проводимости магнезиально-кварцевых пропантов при повышенных нагрузках обусловлено их повышенной интенсивностью разрушения по сравнению с алюмосиликатными. Алюмосиликатные пропанты всех рабочих фракций, несмотря на более низкие показатели сопротивления раздавливанию, а зачастую и выходящие за рамки требований API PR 60-95 по этому показателю, показывают более высокую проводимость по сравнению с алюмосиликатными при давлении свыше 4000 p.s.i., а для крупных фракций (12/18, 16/20, 16/30) уже при давлении свыше 2000 p.s.i.

Проведенные испытания явились дополнительным подтверждением, что пониженная долговременная проводимость магнезиально-кварцевых пропантов и значительно более высокая скорость падения остаточной проводимости при длительных нагрузках обусловлены особенностями их состава и способа производства. За счет накопления множественных внутренних напряжений, вызванных полиминеральным составом керамики, имеющим яркие проявления полиморфизма, механическая прочность гранул в условиях длительного воздействия статических и динамических нагрузок значительно снижается, а разрушение гранул на мелкие частицы приобретает обвальный характер, аналогичный разрушению песков [4]. Поэтому, несмотря на керамический способ производства, магнезиально-кварцевые пропанты следует отнести к продукту, занимающему промежуточное положение между керамическими пропантами и песком, и называть их правильнее не керамическими пропантами, а модифицированным песком, тем более что содержание основного компонента SiO_2 в них около 70%.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведенными испытаниями показано:

1. Результаты испытаний пропантов на сопротивление раздавливанию не могут служить основанием для определения преимущества одного вида пропантов над другим. Самые объективные данные по этому вопросу можно получить только по

результатам испытаний на долговременную проводимость (проницаемость).

Несмотря на более предпочтительные показатели сопротивления раздавливанию у магнезиально-кварцевых пропантов, алюмосиликатные пропанты всех рабочих фракций, даже при показателях, выходящих за рамки требований API PR 60-95, показывают более высокую проводимость по сравнению с алюмосиликатными при давлении свыше 4000 p.s.i., а для крупных фракций (12/18, 16/20) уже при давлении свыше 2000 p.s.i.

2. Не оправдывается тезис о повышенной проводимости любых пропантов фракции 16/20 в сравнении с пропантами фракции 16/30. При давлении 4 kpsi проводимость алюмосиликатных пропантов AC 16 фракции 16/30 превышает проводимость магнезиально-кварцевых пропантов МК 12 фракции 16/20, а при давлении 6 psi проводимость алюмосиликатных пропантов AC 25 фракции 16/30 практически сравнивается с проводимостью магнезиально-кварцевых пропантов МК 12 фракции 16/20. При давлении выше 6 kpsi проводимость любых алюмосиликатных пропантов фракции 16/30 выше, чем магнезиально-кварцевых пропантов фракции 16/20.
3. Снижение проводимости магнезиально-кварцевых пропантов при долговременной нагрузке обусловлено их повышенной интенсивностью разрушения по сравнению с алюмосиликатными. Повышенная разрушаемость магнезиально-кварцевых пропантов обусловлена накоплением множественных внутренних напряжений, вызванных полиминеральным составом керамики. Проявления полиморфизма снижают механическую прочность гранул в условиях длительного воздействия статических и динамических нагрузок, а разрушение гранул на мелкие частицы приобретает обвальный характер, аналогичный разрушению песков. ☉

ЛИТЕРАТУРА

1. Скурихин В.В., Мигаль В.П. Выбор пропанта: критерии отбора // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 1. – С. 90–93
2. Kuzkin V.A., Krivtsov A.M., Linkov A.M. Computer simulation of effective viscosity of fluid-proppant mixture used in hydraulic fracturing // arXiv:1310.2720 [physics.flu-dyn], 2013
3. Грамотный подход к перфорационным работам / http://www.nftn.ru/blog/gramotnyj_podkhod_k_perforacionnym_rabotam/2016-07-16-1830
4. Можжерин А.В., Коржавин А.Ю. Краш-тест или проводимость? Оценка качества алюмосиликатных и магнезиально-кварцевых пропантов // Нефтегазовая вертикаль. – 2016. – № 17. – С. 76–78.



ESTM



Производство гибких
насосно-компрессорных труб



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



ООО «Нефтетранссервис» является российским разработчиком и производителем химических реагентов для интенсификации добычи нефти. Для реализации в промышленном масштабе проводимых пилотных проектов по кислотно-проппантному ГРП, где рабочая жидкость разрыва пласта готовится на основе соляной кислоты, ООО «Нефтетранссервис» предлагает рассмотреть альтернативу импортному загелителю кислоты в виде технологии кислотно-эмульсионной системы на основе эмульгатора «RQ-737» (нейтральная эмульсия обратного типа с регулируемой вязкостью).

Процесс приготовления рабочей жидкости на основе эмульсионной системы происходит аналогичным образом, как и в случае классического ГРП. В поток подается загуститель (стабилизатор эмульсии). Набор расчетной вязкости жидкости происходит за время смешения эмульсии (от 30 сПз) и загустителя.



Эмульсия-проппант 16/20, 500 кг/м³

Разрушается эмульсия притоком нефти или деэмульгатором «AS-DA».

Исходная вязкость, сПз, 511 с-1	30% нефти	50% нефти	100% нефти
	Вязкость, сПз	Вязкость, сПз	Вязкость, сПз
30	6	7	10
45	6	5	5
590*	—	8	11

Данная система может быть использована как на карбонатных, так и на терригенных коллекторах. Эмульсионная система на основе «RQ-737» имеет напряжение сдвига меньше, чем у классического геля, за счет этого загущенный состав не будет иметь проблем с прокачкой.

Рабочая жидкость для разрыва пласта на основе кислотно-эмульсионной системы «RQ-737», предлагаемая ООО «Нефтетранссервис», имеет следующие преимущества:

- обладает высокой вязкостью, до 1 400 сПз. Начальная и конечная вязкость может регулироваться в широком диапазоне;
- может использоваться при температурах от 10 °С до 100 °С;
- не оказывает негативного воздействия

на коллекторские свойства пласта;

- эмульсионная система полностью совместима с пластовыми флюидами;
- обладает низкой коррозионной активностью, в пределах 0,002 г./сут.;
- распадается под действием притока нефти.

Выражаем свою заинтересованность в сотрудничестве с нефтегазодобывающими и сервисными компаниями в области реализации проектов по интенсификации добычи нефти.

Специалисты ООО «Нефтетранссервис» готовы провести подробную презентацию данной технологии и оперативно приступить к совместным программам лабораторных и опытно-промысловых испытаний в любом регионе России и странах СНГ.

ООО «Ортисервис» уже более пяти лет работает в области обеспечения и обслуживания специального оборудования нефтегазового сервиса. Для выполнения производственных задач:

- сформирован штат квалифицированных специалистов;
- организована база в г. Нижневартовске с двумя производственными площадками;
- налажены поставки импортной и импортозамещающей комплектации.

Наработанный опыт и возможности позволяют компании успешно работать в следующих направлениях деятельности:

Поставка запасных частей и комплектующих



Выездной текущий ремонт и обслуживание специального оборудования



Модернизация и капитальный ремонт специального оборудования в условиях производственной базы г. Нижневартовска



Аренда специального и вспомогательного оборудования для проведения работ ГНКТ и ГРП. Инженерное сопровождение работ



Красота месторождений *The Beauty of Oilfields*

Фотографии предоставлены ЗАО «БВТ-Восток». Автор: Андрей Александрович Бычков.

The photos are published by courtesy of BVT-Vostok Company. Author: Andrey Aleksandrovich Bychkov.





ТАКАЯ НЕЛЕГКАЯ НЕФТЬ CHALLENGING OIL

Странная аббревиатура – ТРИЗ! Расшифровывается как «трудноизвлекаемые запасы», и, по сути, должно было бы получиться ТИЗ, но это терминологическое место оказалось занято другой сентенцией: текущие извлекаемые запасы. Поэтому решили использовать краткое и звонкое «ТРИЗ». Конечно, во множественном числе, поскольку запасы, и даже склонять в разговорной речи по правилам русского языка: ТРИЗам, ТРИЗов и т.п. Но мы в этой публикации, пожалуй, воздержимся от подобной фамильярности.

Впервые понятие ТРИЗ было введено в научный оборот в 70-х годах XX века, когда ученым понадобилось выделить в особую группу залежи, характеризующиеся неблагоприятными для извлечения геологическими условиями или аномальными физическими свойствами. В то время во главу угла ставились параметры пласта и флюидов, и определения создавались на основе критериев, выработанных в процессе практики. В начале 90-х первую классификацию ТРИЗ предложили академики РАЕН Н. Лисовский и Э. Халимов. В ее основу были положены граничные значения основных геологических и технологических параметров, а также степень удаленности от существующих центров нефтегазодобычи. Были зафиксированы пять групп трудноизвлекаемых запасов: группа аномальной по характеристикам (вязкой) нефти, группа низкопроницаемых коллекторов, группа, определяемая в зависимости от степени истощенности запасов месторождения, группа горно-геологических факторов, осложняющих и удорожающих добычу, группа контактных зон (нефть – вода, нефть – газовая шапка). Учитывался также районный коэффициент (удаленность территории, наличие инфраструктуры).

Классификация Лисовского-Халимова отражала период, когда во главу угла ставились параметры пласта и флюидов, и определения создавались на основе критериев, выработанных в процессе практики. И хотя и сегодня эта классификация продолжает использоваться для определения налоговых льгот в Налоговом кодексе РФ, спустя тридцать лет на ТРИЗ стали смотреть несколько иначе: сейчас к трудноизвлекаемым запасам



Распределение ТРИЗ по странам
Distribution of hard-to-recover reserves by country

Hard-to-recover reserves challenge us even when we try to define them. In Russian language, which is my first language, there is a very strange terminological situation. Hard-to-recover reserves and remaining recoverable reserves could be abbreviated the same way – TIS, therefore, in order to avoid confusion, an “extra” letter was added to the “hard-to-recover reserves” abbreviation, and the result is TRIS.

For the first time the concept of TRIS was introduced into scientific circulation in the 1970s, when scientists needed to distinguish a special group of deposits characterized by unfavorable geological conditions or abnormal physical properties. At that time, the parameters of the reservoir and fluids were at the forefront, and the definitions were created based on the criteria developed in the course of the practice. At the beginning of the 90s, the first classification of the hard to recover resources was proposed by the academicians of the Russian Academy of Natural Sciences N. Lisovsky and E. Khalimov. It was based on the boundary values of the main geological and technological parameters, as well as the degree of remoteness from the existing centers of oil and gas production. Five groups of hard-to-recover reserves were recorded: a group of abnormal (viscous) oil, a group of low-permeable reservoirs, a group determined depending on the degree of field exhaustion, a group of mining and geological factors complicating and increasing production, a group of contact zones (oil – water, oil – gas cap). The district coefficient (remoteness of the territory, availability of infrastructure) was also taken into account.

относят прежде всего те, которые по экономическим соображениям при действующей налоговой базе разрабатывать нерентабельно. ТРИЗ перешли в экономическое понятие, и на практике в России стали ТРИЗ называть все то, что при добыче льготируется. Эти льготы формируются без системного подхода, фактически – по законодательским инициативам крупных компаний, которые выходят на освоение тех или иных залежей, не имеют технологической базы для разработки их с положительным экономическим эффектом и потому обращаются в правительство за предоставлением льгот.

При этом в российском законодательстве четкого понятия трудноизвлекаемых запасов до сих пор не выработано. На наш взгляд, наиболее точным является следующее определение: «Трудноизвлекаемые запасы можно охарактеризовать как обобщенное понятие категории запасов, эффективная разработка которых не может осуществляться существующими технологиями при текущих экономических затратах».

В настоящее время к ТРИЗ официально относят нефть баженовской, абалакской, хадумской, доманиковой и тюменской свит, а также нефть, добываемую из продуктивных отложений с низкими установленными показателями проницаемости и эффективной нефтенасыщенной толщины пласта.

Продолжается работа по выявлению новых категорий ТРИЗ. По большей части она ведется крупными добывающими компаниями. С подачи компании «Газпром нефть» к ТРИЗ стали относить подгазовые зоны, имеющие значительный потенциал для добычи нефти, и в баланс была введена категория «нефтяные оторочки месторождений», где возможны неконтролируемые прорывы газа к нефтяным скважинам и, как следствие, низкие коэффициенты извлечения нефти.

Необходимы специальные технологии изоляции нефтяных и газовых толщин, и их дефицит переводит данные запасы в категорию трудноизвлекаемых.

Понятие ТРИЗ динамично и подвижно,

Трудноизвлекаемые запасы можно охарактеризовать как обобщенное понятие категории запасов, эффективная разработка которых не может осуществляться существующими технологиями при текущих экономических затратах.

Hard-to-recover reserves can be characterized as a generalized concept of the category of reserves, the effective development of which cannot be carried out by existing technologies at current economic costs.

The Lisovsky-Khalimov classification reflected the period when pride of place went to the parameters of the reservoir and fluids, and the definitions were created based on the criteria developed in the course of the practice. And although today this classification continues to be used to determine tax breaks in the Tax Code of the Russian Federation, after thirty years we began to look at hard to recover resources a little differently: now, TRIS refers primarily to those that are not profitable to develop for economic reasons with the current tax base. TRIS went into the economic concept, and in practice in Russia they began to call TRIS everything that is favored for recovery.

These benefits are formed without a systematic approach, in fact, according to the legislative initiatives of large companies that go to the development of certain deposits, do not have

the technological basis for developing them with a positive economic effect and therefore apply to the Government for the provision of benefits.

At the same time, in the Russian legislation a clear concept of hard-to-recover reserves has not yet been developed. In our opinion, the most accurate is the following definition: Hard-to-recover reserves can be characterized as a generalized concept of the category of reserves, the effective development of which cannot be carried out by existing technologies at current economic costs.

Currently, hard-to-recover reserves officially include oil from the Bazhenov, Abalak, Khadum, Domanik and Tyumen suits as well as oil produced from productive sediments with low established permeability and effective oil-saturated formation.

Work continues to identify new categories of hard-to-recover reserves. For the most part, it is conducted by large oil producing companies. From the submission of Gazprom Neft, gas sub-gas zones with significant potential for oil production were also included in the definition, and the category “oil rims of fields”

К ТРИЗ официально относят нефть баженовской, абалакской, хадумской, доманиковой и тюменской свит, а также нефть, добываемую из продуктивных отложений с низкими установленными показателями проницаемости и эффективной нефтенасыщенной толщины пласта.

Officially include oil from the Bazhenov, Abalak, Khadum, Domanik and Tyumen suits as well as oil produced from productive sediments with low established permeability and effective oil-saturated formation

поскольку структура запасов по мере выработки неизбежно ухудшается. Самые продуктивные запасы углеводородного сырья в России находятся в Западной Сибири. Как известно, на первых месторождениях (Самотлорском, Мамонтовском, Правдинском) в начальном периоде разработки дебиты составляли десятки тысяч тонн, но по мере истощения для поддержания уровня добычи там появилась необходимость осваивать менее продуктивные запасы.

Ачимовские, юрские и более низкие, глубоко залегающие отложения долго не вовлекались в разработку, потому что не было эффективных промышленных технологий, способных обеспечить устойчивый экономически выгодный результат. Проблему решило массовое применение технологии гидравлического разрыва пласта (ГРП), уже широко распространенной в США и Канаде. Первые пять ГРП в России были выполнены в 1988 году компанией Canadian Fracmaster, LTD в Западной Сибири. Результаты были получены невпечатляющие, но многообещающие, потому что была доказана принципиальная возможность использования ГРП для промышленного освоения ТРИЗ, содержащихся в слабопроницаемых пластах месторождений.

Справедливости ради отметим, что технология ГРП к тому моменту в России была уже хорошо известна, и не только потому, что разработчиками ее теоретической основы считаются советские ученые С. Христианович и Ю. Желтов, опубликовавшие свои выкладки в 1953 году. ГРП в СССР пытались проводить в 60-х годах прошлого века, но результаты были получены весьма скромные, поскольку слабые компрессоры оказались неспособны создать давление разрыва. Технология ГРП упоминается в художественном фильме 1960 года «Время летних отпусков», главная героиня которого, молодая и дерзкая девушка-инженер, применяет заводнение для повышения нефтеотдачи пласта, а опытный специалист из Баку советует ей для большего успеха обратиться к гидроразрыву.

В 90-е годы технология ГРП, теперь уже импортированная в Россию, начинает завоевывать ведущие позиции. Сервисные компании массово внедряют ее по всей Западной Сибири. К настоящему времени вариаций ГРП насчитывается уже более десятка, и список их растет. В нем и большеобъемные, и пенные, и кислотные ГРП, и гидроразрывы с различными размерами проппанта, с разными жидкостями, с добавками полимеров и поверхностно-активных веществ и т.д. и т.п. К настоящему моменту верхнеюрские отложения уже введены в масштабную разработку, активизировалась разработка среднеюрских.

Понятие ТРИЗ динамично и подвижно, поскольку структура запасов по мере выработки неизбежно ухудшается.

The concept of hard-to-recover reserves is dynamic and fluid, as the structure of reserves inevitably deteriorates as production proceeds.

was added to the balance sheet, where uncontrolled gas breakthroughs to oil wells are possible, and as a consequence, we face low oil recovery rates. Special technologies are needed to isolate oil and gas thicknesses, and their deficit translates these

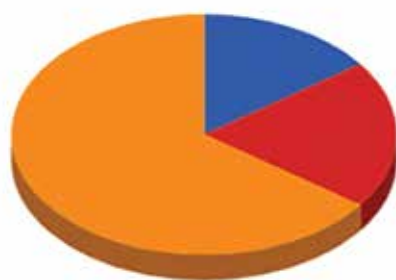
reserves into the category of hard-to-recover.

The concept of hard-to-recover reserves is dynamic and fluid, as the structure of reserves inevitably deteriorates as production proceeds. The most productive hydrocarbon reserves in Russia are located in Western Siberia. As is known, in the initial fields (Samotlor, Mamontov, Pravdinsky) in the initial period of development, debits amounted to tens of thousands of tons, but as they were exhausted, there was a need to develop less productive reserves to maintain production levels.

Achimov, Jurassic and lower, deep-lying sediments have not been involved in the development for a long time, because there were no efficient industrial technologies capable of providing a sustainable, economically beneficial result. The problem was solved by the massive use of hydraulic fracturing technology (HF), already widespread in the United States and Canada. Canadian Fracmaster, LTD carried out the first five fracturing operations in Western Siberia, Russia in 1988. The results were unimpressive, but promising, because it was proved that it is possible in principle to use hydraulic fracturing for the industrial development of hard-to-recover reserves contained in low-permeability reservoirs.

In fairness, we note that the hydraulic fracturing technology was already well known in Russia, and not only because the Soviet scientists S. Khristianovich and Y. Zheltov, who published their calculations in 1953, are considered to be the developers of its theoretical foundation. Hydraulic fracturing in the USSR tried to be carried out in the 1960s, but the results were rather modest, because weak compressors were unable to create a burst pressure. The hydraulic fracturing technology is mentioned in the 1960 summer time film "Summer Vacation", the main character of which is a young and bold girl engineer who uses waterflooding to enhance oil recovery, and an experienced specialist from Baku advises her to turn to hydraulic fracturing for greater success.

In the 1990s, the hydraulic fracturing technology, now imported into Russia, begins to gain leading positions. Service companies are massively introducing it throughout Western Siberia. To date, hydraulic fracturing technology has more than a dozen variations, and the list is growing. There are large-volume, foam, and acid fracturing, and fractures with different proppant sizes, with different fluids, with



Достаточно ли в России имеющихся технологий по разработке ТРИЗ или нужно создавать новые?
Are existing technologies sufficient Russia for development of hard-to-recover reserves or we need to create new ones?

Начало 2000-х знаменательно тем, что именно тогда в России стали бурить горизонтальные скважины, что позволило вовлечь в оборот еще больше ранее нерентабельных ТРИЗ.

Еще через десять лет в России стала активно внедряться технология многостадийного ГРП (МГРП) в горизонтальных скважинах. В настоящее время эта технология является самой востребованной, и ее популярность продолжает расти. Наш журнал постоянно уделяет внимание совершенствованию МГРП и впечатляющим результатам применения этой технологии разными нефтегазосервисными компаниями в различных регионах России и других стран СНГ.

ТРИЗ можно условно разделить на две группы. К первой относятся залежи, характеризующиеся низкой проницаемостью пластов, в том числе баженовская свита. Низкопроницаемые коллекторы составляют до 60% мировых запасов ТРИЗ. Эффективность их разработки достигается за счет увеличения площади контакта с насыщенным нефтью пластом, и драйвером здесь признан МГРП в горизонтальных скважинах. В целом для этой группы ТРИЗ эффективны технологии IOR (Improved Oil Recovery). Термин включает скважинные технологии и другие методы воздействия, приводящие к интенсификации нефтедобычи и косвенно к увеличению нефтеотдачи (горизонтальные скважины, гидроразрыв пласта, технологии обработок призабойной зоны пласта).

Ко второй группе относятся залежи тяжелой и высоковязкой нефти, для разработки которых ГРП бесполезен, но эффективны технологии EOR (Enhanced Oil Recovery), или по-русски — методы увеличения нефтеотдачи (МУН). К этому термину в основном относятся методы, которые основаны на применении вытесняющих агентов,

additions of polymers and surfactants, etc. To date, the Upper Jurassic deposits have already been introduced into a large-scale development, the development of the Middle Jurassic has intensified.

The beginning of the 2000s is significant because it was then that horizontal wells began to be drilled in Russia, which made it possible to involve even more previously unprofitable hard-to-recover reserves into circulation.

Ten years later, multistage hydraulic fracturing (MSHF)

technology was actively introduced in Russia in horizontal wells. Currently, this technology is the most popular, and its popularity continues to grow. Our journal constantly pays attention to the improvement of MSHF and the impressive results of the application of this technology by various oil and gas service companies in various regions of Russia and other CIS countries.

Hard-to-recover reserves can be divided into two groups. The first group includes reservoirs characterized by low permeability of the layers, including the Bazhenov formation. Low-permeability collectors make up 60% of world hard-to-recover reserves. The effectiveness of their development is achieved by increasing the area of contact with the oil-saturated reservoir, and the driver here is recognized as MSHF in horizontal wells. In general, IOR (Improved Oil Recovery) technologies are effective for this group of hard-to-recover reserves. The term includes downhole technologies and other methods of influence, leading to the intensification of oil production and indirectly to increased oil recovery (horizontal wells, hydraulic fracturing, bottomhole formation treatment technologies).

The second group includes deposits of heavy and highly viscous oil, for the development of which hydraulic fracturing is useless, but EOR (Enhanced Oil Recovery) technologies or in Russian enhanced

К сожалению, незаслуженно забыты советские физико-химические МУН, которые некогда массово применялись. Десятки запатентованных технологий, основанных на исследовании керна и подтвержденных опытом на месторождениях, сегодня если и применяются, то в незначительном объеме.

Unfortunately, the Soviet physico-chemical enhanced oil recovery methods, which were once massively used, have been undeservedly forgotten. Dozens of patented technologies, based on core research and confirmed by experience at the fields, today, if used, then in insignificant amounts.

отличных от воды (тепловые, газовые, химические и микробиологические методы), а также (в России) гидродинамические методы повышения нефтеотдачи пласта (ПНП) при заводнении.

К сожалению, незаслуженно забыты советские физико-химические МУН, которые некогда массово применялись. Десятки запатентованных технологий, основанных на исследовании керна и подтвержденных опытом на месторождениях, сегодня если и применяются, то в незначительном объеме. Не сдаются и держат значительные объемы по таким технологиям лишь компании «Сургутнефтегаз» и «Татнефть». Проблема в том, что эффект от применения физико-химических МУН не ощущается мгновенно, как, например, эффект от ГРП, а проявляется в виде снижения обводненности, и далеко не сразу. Кроме того, компании, применяющие МУН, используют разные методики, составленные в их корпоративных исследовательских центрах, а потому не универсальные. Вот и получается, что здесь невозможен столь убедительный результат, как в случае технологий, дающих мгновенный эффект.

Российская нефтегазодобывающая отрасль пока не вооружена отечественными технологиями, позволяющими дифференцированно разрабатывать низкопроницаемую часть пласта и бурить высокотехнологичные скважины с приемлемым уровнем стоимости, но отдельные компании ведут многообещающие разработки в данном направлении. К примеру, «Газпром нефть» внедряет технологические проекты по добыче нефти из сложных карбонатных коллекторов. Базовым компонентом в компании является ГРП. В 2016 году «Газпром нефть» впервые в России провела сначала 18-стадийный, а затем и 30-стадийный гидроразрыв пласта на горизонтальных скважинах Южно-Приобского месторождения (южной части Приобского нефтяного месторождения) в ХМАО. К наиболее трудным, но и самым перспективным запасам можно отнести баженовскую и ачимовскую свиты. Эти формации сейчас активно изучаются в «Газпром нефти», проходят опытные испытания технологий для их эффективной разработки. Однако большая проблема – подобрать подрядчика для проведения опытных работ на скважинах, поскольку уровень компетенций сервисных компаний не всегда соответствует предъявленным требованиям. С помощью иностранных партнеров «Газпром нефть» с 2011 года дополнительно вовлекла в разработку около 160 млн тонн ТРИЗ, а к 2020 году планирует удвоить эту цифру. Для эффективной работы с тяжелой нефтью

oil recovery methods are effective. This term mainly includes methods that are based on the use of displacing agents other than water (thermal, gas, chemical and microbiological methods), as well as (in Russia) hydrodynamic oil recovery improvement methods during water flooding.

Unfortunately, the Soviet physico-chemical enhanced oil recovery methods, which were once massively used, have been undeservedly forgotten. Dozens of patented technologies, based on core research and confirmed by experience at the fields, today, if used, then in insignificant amounts. Only Surgutneftgaz and Tatneft companies do not surrender and keep significant volumes on such technologies. The problem is that the effect of the use of physicochemical enhanced oil recovery methods is not immediately felt, as, for example, the effect of hydraulic fracturing, but manifests itself in the form of a reduction in water cut, and not immediately. In addition, companies that use enhanced oil recovery methods use different techniques compiled at their corporate research centers, and therefore not universal. It turns out that such a convincing result is impossible here, as in the case of technologies that give an instant effect.

The Russian oil and gas industry is not yet armed with domestic technologies that allow for the differentiated development of a low-permeability part of the reservoir and the drilling of high-tech wells at an acceptable level of cost, but some companies are carrying out promising developments in this direction. For example, Gazprom Neft is implementing technology projects for the extraction of oil from complex carbonate reservoirs. The basic component in the company is hydraulic fracturing. In 2016, Gazprom Neft, for the first time in Russia, carried out first an 18-stage and then a 30-stage hydraulic fracturing in horizontal wells of the Yuzhno-Priobskoe field (the southern part of the Priobskoe oil field) in the Khanty-Mansi Autonomous District. The most difficult, but also the most promising reserves include the Bazhenov and Achimov formations. These formations are now being actively studied at Gazprom Neft, they are undergoing experimental tests of technologies for their efficient development. However, a big problem is to select a contractor for carrying out pilot work on wells, since the level of competence of service companies does not always meet the requirements. With the

Отечественным компаниям поставлена задача импортозамещения необходимого оборудования, и это одна из базовых задач в нефтяной отрасли.

Domestic companies have been given the task of importing the necessary equipment, and this is one of the basic tasks in the oil industry.

help of foreign partners, Gazprom Neft from 2011 additionally involved in the development of about 160 million tons of hard-to-recover reserves, and by 2020 plans to double this figure. To work effectively with heavy oil, the company also uses innovative technologies.

In Tatarstan, hard-to-recover reserves make up

компания также использует инновационные технологии.

В Татарстане ТРИЗ составляют 84% от всей базы, но благодаря использованию эффективных технологий добыча составляет 36 млн тонн нефти в год и практически ежегодно обеспечивается воспроизводство запасов в компании «Татнефть». В Татарстане широко используются различные модификации ГРП. На Ашельчинском месторождении применяется технология парогравитационного воздействия, основанная на использовании пары горизонтальных скважин. В одну из них нагнетается пар, из другой отбирается нефть.

Компанию «РИТЭК» можно считать полигоном компании «ЛУКОЙЛ» по созданию и испытанию технологий для добычи ТРИЗ. В настоящее время активно ведется поиск путей разработки баженовской свиты, запасы которой составляют 22 млн тонн нефти, но текущая годовая добыча едва превышает 100 тыс. тонн, поскольку пока не найдена технология, оптимальная с точки зрения подходов к разработке данных запасов. Компания работает в нескольких направлениях: доизучение, прежде всего, геологии этого сложного объекта и оптимальная проводка скважин. В рамках санкционного режима это достаточно не просто. К примеру, роторно-управляемые системы оказались под санкциями, и теперь бурить сложные профили горизонтальных скважин приходится обычными винтовыми забойными двигателями. Это же касается и геонавигации: оборудование для каротажа в процессе бурения тоже попало под санкции. Отечественным компаниям поставлена задача импортозамещения необходимого оборудования, и это одна из базовых задач в нефтяной отрасли.

Активно ведется в РИТЭК работа по поиску третичных методов ПНП. Одно из основных направлений – тепловое, в частности, термогазовое воздействие на пласт, поскольку самым дешевым теплоносителем является воздух. Создана обширная дорожная карта, обещающая помочь довести технологии до промышленной кондиции и вывести добычу нефти на рентабельный поток. Однако в компании признают, что находятся пока на начальной стадии разработки баженовской свиты.

Проект разработки месторождения залежей сверхвязкой нефти в Самарской области осуществляет «Самаранефтегаз».

Разработку Ярегского месторождения высоковязкой нефти ведет «Яреганефть» (компания «ЛУКОЙЛ-Коми»). Первоначально на

Разработку технологий для добычи ТРИЗ ведут практически все крупные российские нефтегазодобывающие компании. Их дискретные успехи на этом пути наводят на мысль о необходимости создания технологических полигонов, в рамках которых компании делились бы друг с другом наработками.

Development of technologies for hard-to-recover reserves recovery are carried out by almost all large Russian oil and gas companies. Their discrete success on this path suggests the need to create technological landfills, within which companies would share their experiences with each other.

84% of the entire base, but thanks to the use of efficient technologies, production amounts to 36 million tons of oil per year and the reproduction of reserves at Tatneft is provided almost every year. In Tatarstan, various modifications of hydraulic fracturing are widely used. At the Ashelchinskoye oilfield, the technology of steam and gravitational effects is used, based on the use of a pair of horizontal wells. Steam is injected into one of them, oil is taken from the other.

RITEK can be considered the ground of LUKoil's development and

testing of technologies for the production of hard-to-recover reserves. Currently, the search for ways to develop the Bazhenov formation, which has reserves of 22 million tons of oil, is being actively pursued, but the current annual production barely exceeds 100 thousand tons, because no technology has been found that is optimal in terms of approaches to the development of these reserves. The company operates in several directions: additional study, first of all, of the geology of this complex object and optimal well placement. Within the framework of the sanctions regime it is rather difficult. For example, rotary driven systems came under sanctions, and now the complex profiles of horizontal wells have to be drilled with conventional downhole screw engines. The same applies to geosteering: equipment for logging while drilling also came under sanctions. Domestic companies have been given the task of importing the necessary equipment, and this is one of the basic tasks in the oil industry.

RITEK is actively working on the search for tertiary enhanced oil recovery methods. One of the main directions is thermal, in particular, thermal gas impact on the formation, since air is the cheapest coolant. An extensive roadmap has been created that promises to help bring technology to industrial standard and bring oil to a profitable stream. However, the company acknowledges that they are still at the initial stage of developing the Bazhenov formation.

The project for the development of deposits of super-viscous oil in the Samara region is carried out by Samaraneftgaz.

Yaregneft (LUKoil-Komi) is developing the Yarega high-viscosity oil field. Initially, the field used only the thermo-mining technology associated with

месторождении использовалась только термошахтная технология, связанная с большими эксплуатационными затратами и сложными условиями труда. Поэтому параллельно с термошахтной добычей с 2006 года ведется строительство скважин с горизонтальным окончанием по технологии встречного SAGD (добывающие и паронагнетательные скважины находились на разных кустовых площадках). До 2020 года планируется закончить строительство 65 горизонтальных скважин.

Компания «Салым Петролеум» успешно использует технологию химического заводнения на основе закачки в пласт анионного поверхностно-активного вещества (ПАВ), соды и полимера (АСП), которая позволяет добыть дополнительно до 30% нефти, оставшейся в пласте. Исследование данной технологии идет с 2008 года. Совместно с акционерами – концерном «Шелл» и компанией «Газпром нефть» – компания провела масштабные работы по определению оптимального состава АСП, который должен максимально соответствовать составу пластовых вод и минералогии породы.

Разработку технологий для добычи ТРИЗ ведут практически все крупные российские нефтегазодобывающие компании. Их дискретные успехи на этом пути наводят на мысль о необходимости создания технологических полигонов, в рамках которых компании делились бы друг с другом наработками. Россия существенно отстает от США по темпам роста добычи нефти плотных пород, и одна из причин этого — почти полное отсутствие целевых НИОКР и ОПИ. В мире существуют специализированные государственные и частные центры отработки нефтегазовых технологий на этапах исследований и испытаний. В России же созданию технологий препятствует низкий уровень развития институциональной среды. Преодолеть это ограничение и призваны технологические полигоны.

Еще один путь к сокровищам ТРИЗ – помощь государства, а именно: совершенствование налогового законодательства, поскольку действующее серьезно ограничивает освоение трудноизвлекаемых запасов.

ТРИЗ – основной резерв российской нефтяной отрасли. Потребность в черном золоте, несмотря на утверждения скептиков, спешащих пересесть на электромобили, неуклонно растет. Отрадно, что создание и внедрение технологий для разработки трудноизвлекаемых запасов стимулирует рост рынка нефтегазосервисных услуг, но еще важнее то, что Россия в процессе освоения ТРИЗ переходит от сырьевого развития к инновационному.

Россия в процессе освоения ТРИЗ переходит от сырьевого развития к инновационному.

In the process of developing hard-to-recover reserves, Russia is moving from raw materials to innovative development.

high operating costs and difficult working conditions. Therefore, in parallel with the thermo-mining operation, since 2006, wells with horizontal termination are being built using the counter SAGD technology (production and steam injection wells were located at different well sites). By 2020, it is planned to complete the construction of

65 horizontal wells.

Salym Petroleum successfully uses the technology of chemical flooding based on the injection of anionic surface-active agent, soda and polymer into the reservoir, which allows extracting up to an additional 30% of the oil remaining in the reservoir. The research of this technology has been going on since 2008. Together with the shareholders – the Shell Concern and the Gazprom Neft Company – the company carried out large-scale work to determine the optimal composition of the surface-active agent, which should be as close as possible to the composition of the formation waters and mineralogy of the rock.

Development of technologies for hard-to-recover reserves recovery are carried out by almost all large Russian oil and gas companies. Their discrete success on this path suggests the need to create technological landfills, within which companies would share their experiences with each other. Russia lags significantly behind the United States in terms of the growth of dense oil production, and one of the reasons for this is the almost complete lack of targeted research and innovation and pilot scale tests. In the world there are specialized public and private centers working out oil and gas technologies at the stages of research and testing. In Russia, the creation of technology is hampered by the low level of development of the institutional environment. To overcome this limitation and technological landfills are called.

Another way to treasure hard-to-recover reserves is state aid, namely, the improvement of tax legislation, since the current one seriously limits the development of hard-to-recover reserves.

Hard-to-recover reserves are the main reserve of the Russian oil industry. The need for black gold, despite the assertions of skeptics hurrying to transfer to electric cars, is steadily increasing. It is gratifying that the creation and introduction of technologies for the development of hard-to-recover reserves stimulates the growth of the oil and gas services market, but more importantly, in the process of developing them, Russia is moving from raw materials to innovative development.

In the process of developing hard-to-recover reserves, Russia is moving from raw materials to innovative development.

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 – 2019**.

Укажите, пожалуйста, какие компании, на ваш взгляд, достойны стать лауреатами в следующих номинациях:

«Лучшая независимая сервисная компания в использовании колтюбинговых технологий в России» _____

«Лучшая независимая сервисная компания в области проведения ГРП в России» _____

«Лучшая независимая сервисная компания по продвижению инноваций в России» _____

«Лучшая компания – производитель оборудования для высокотехнологичного нефтегазового сервиса в России» _____

«Лучшая компания – производитель материалов и реагентов для высокотехнологичного нефтегазового сервиса в России» _____

«Лучшее периодическое издание в России, освещающее проблемы нефтегазового сервиса» _____

Просим вас отсканировать заполненную форму и прислать по адресу: cttimes@cttimes.org.

Можно также прислать заполненную форму по факсу: +7 (499) 788-91-19

Ваш голос очень важен!

На первом этапе подведения итогов по результатам обработки заполненных форм будут составлены шорт-листы в каждой номинации. На втором этапе авторитетное жюри, в состав которого входят члены совета директоров российского отделения ICoTA, эксперты Минэнерго РФ, члены ученого совета Центра развития колтюбинговых технологий и члены редакционного совета журнала «Время колтюбинга», определит победителей согласно выработанным для каждой номинации качественным и количественным критериям.

Торжественное вручение дипломов лауреатам российской Intervention Technology Award состоится в рамках 20-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы» в ноябре 2019 года.

Премия **Intervention Technology Award** учреждена в начале 2014 года российским отделением Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA) и является отечественной версией премии, вручаемой американским отделением ICoTA на ежегодной конференции в Вудлендсе (США, штат Техас).

Контактная информация:

www.icota-russia.ru

Пыжевский переулок, 5,
строение 1, офис 224
Москва 119017,
Российская Федерация

Тел. +7 (495) 481-34-97
(доб. 102)

Моб. +7 (968) 356-34-45
Факс: +7 (499) 788-91-19

ICoTA
РОССИЯ

Coiled/tubing
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 – 2019**.

You are kindly asked to choose the companies which, in your opinion, are the winners in the following categories:

Best independent service company in the sphere of coiled tubing technologies application in Russia _____

Best independent service company in the sphere of hydraulic fracturing operations in Russia _____

Best independent service innovating company in Russia _____

Best company-manufacturer of high-tech oilfield service equipment in Russia _____

Best company-manufacturer of materials and chemicals for high-tech oil and gas service in Russia _____

Best periodical in Russia, highlighting the problems of oil and gas service _____

Please, kindly fill-in the form, scan it and send to cttimes@cttimes.org

You can send the filled form by fax as well: +7 (499)-788-91 19

Your opinion is very important for us!

On the first stage, we will form short lists of the companies in each of the categories on the basis of your votes. On the second stage, the panel of judges comprising board members of the Russian Chapter of ICoTA, experts from the Russian Ministry of Energy, members of the Scientific Council of Coiled Tubing Technologies Development Center and members of the Editorial Board of Coiled Tubing Times Journal will choose the winner in each category (according to the elaborated qualitative and quantitative criteria).

Intervention Technology Award Ceremony will be held in the framework of the 20th International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference on November, 2019.

Intervention Technology Award was established in early 2014 by the Russian Chapter of the Intervention and Coiled Tubing Association (ICoTA). It is the Russian version of the award established by the US Chapter of ICoTA.

Contact information:

www.icota-russia.ru

5/1 Pyzhevsky lane,
Suite 224

119017 Moscow, Russian
Federation

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

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

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

РОССИЙСКАЯ НЕФТЕГАЗОВАЯ ТЕХНИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ SPE

Крупнейшее нефтегазовое мероприятие SPE в регионе

22–24 октября 2019

“Холидей Инн Сокольники”
Москва, Россия

Подайте реферат до 11 марта 2019

Следите за обновлением информации на сайте go.spe.org/19rptc-cfp-info.

ЗОЛОТОЙ СПОНСОР



СПОНСОР МОБИЛЬНОГО
ПРИЛОЖЕНИЯ



Стремимся
к большему!

СПОНСОР ПАКЕТОВ
ДЕЛЕГАТА

HALLIBURTON



По всем вопросам обращайтесь к нам по электронной почте russianoilandgas@spe.org,
тел.: +7(495) 268-04-54.



Coiled/tubing times

ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА
ВРЕМЯ ГРП

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

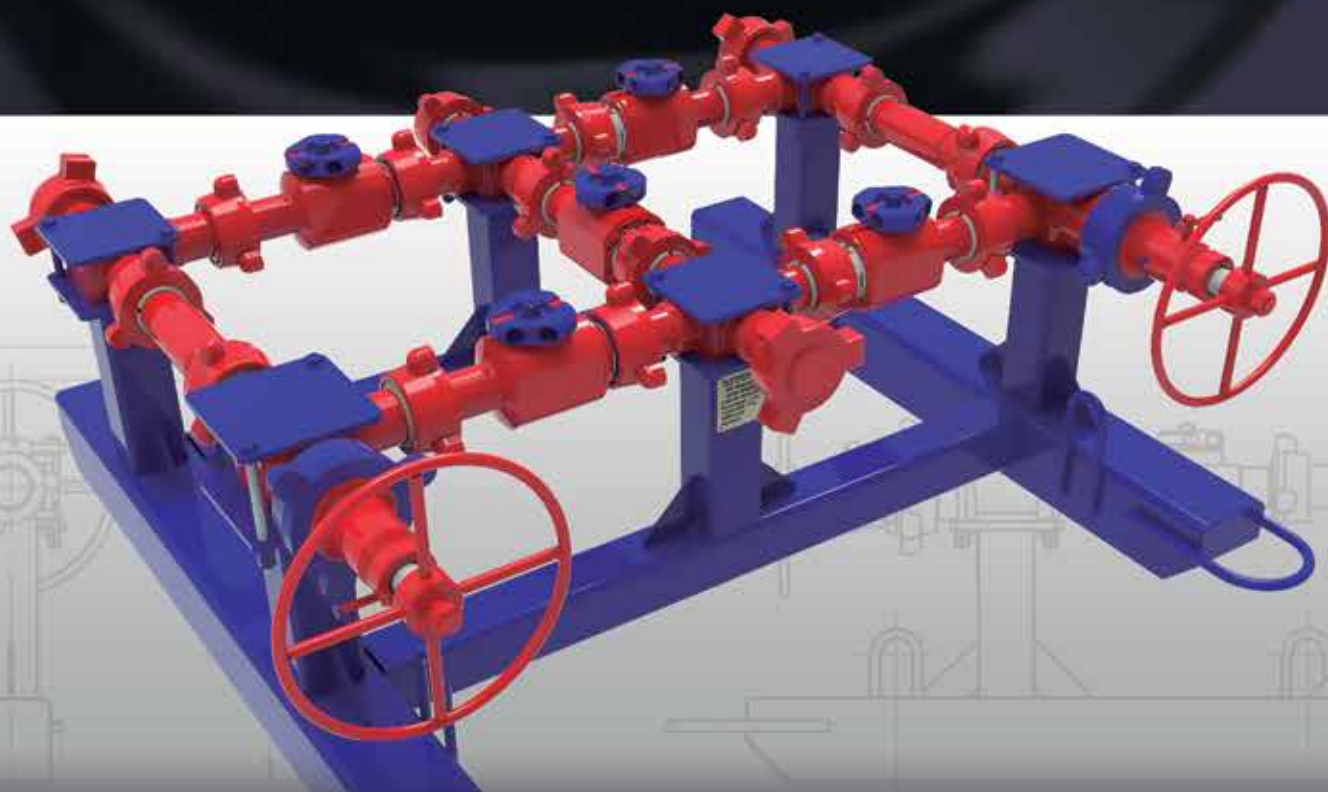


КОЛТЮБИНГ —
это инструмент,
преображающий все
внутрискважинные работы

www.cttimes.org



БАРНАУЛЬСКИЙ ЗАВОД АВТОСПЕЦКОМПЛЕКТ
РОССИЙСКИЙ ПРОИЗВОДИТЕЛЬ БЛОКОВ МАНИФОЛЬДА



Оборудование предназначено для обвязки насосных агрегатов посредством трубопроводов высокого давления с устьем скважины и управления потоками рабочей жидкости при гидropескоструйной перфорации, гидравлическом разрыве пластов, цементировании скважин в процессе бурения и капитального ремонта, промывке песчаных пробок, кислотных обработках и других технологических операциях интенсификации добычи.



656011, Алтайский край, город Барнаул, улица П.С. Кулагина, дом 18

Тел.: +7 (499) 704-36-70

E-mail: ask@ask-barnaul.ru

www.ask-barnaul.ru

БРС, ДРОССЕЛЬ, КАТУШКА ПЕРЕХОДНАЯ, КОЛЕНО ШАРНИРНОЕ, КРАН ШАРОВЫЙ, НАСОС ВЫСОКОГО ДАВЛЕНИЯ, ТРОЙНИК ПЕРЕХОДНОЙ

КАЛЕНДАРЬ

ЧЕРНОМОРСКИЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ
OIL & GAS BLACK SEA CONFERENCES

Oil Gas
conference

ежегодные
НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ



ЛАУРЕАТ ПРЕМИИ
ЗОЛОТОЙ МЕРКУРИЙ
2017



27 мая - 1 июня 2019
Сочи / Роза-Хутор

14-я Международная научно-практическая конференция
Современные технологии капитального ремонта скважин и
повышения нефтеотдачи пластов. Перспективы развития

ОРГАНИЗАТОР



ООО «НПФ «Нитро»

22 - 27 сентября 2019
Новороссийск

10-я Международная научно-практическая конференция
Строительство и ремонт скважин

ОРГАНИЗАТОР



ООО «НПФ «Нитро»

7 - 12 октября 2019
Сочи

7-я Международная научно-практическая конференция
Интеллектуальное месторождение:
инновационные технологии от скважины до
магистральной трубы

ОРГАНИЗАТОРЫ



Научно-технический журнал
«Нефть. Газ. Инновации»



ООО «НПФ «Нитро»

Март 2020 год
Сочи

9-я Международная научно-практическая конференция
Инновационные технологии в процессах сбора, подготовки и
транспортировки нефти и газа. Проектирование, строительство,
эксплуатация и автоматизация производственных объектов

ОРГАНИЗАТОР



ООО «НПФ «Нитро»

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ПАРТНЕРЫ

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ
информационный партнер

ОФИЦИАЛЬНАЯ ПОДДЕРЖКА

НЕФТЬ
КАПИТАЛ

ТЕРРИТОРИАЛЬНАЯ
НЕФТЕГАЗ

ГАЗОВАЯ
ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

НЕФТЕГАЗОВЫЙ
ВЕРТИКАЛЬ

НЕФТЕГАЗОВЫЙ
ПРОФИЛЬ

25
нефть
россия

СФЕРА

ROGTEC

БУРЕНИЕ
НЕФТЬ

ЭКСПЛУАТАЦИЯ
НЕФТЬ ГАЗ

НЕДРА

Coiled tubing
times

НЕФТЕГАЗОВЫЕ

ГЕОЛОГИЯ
НЕФТЕГАЗА

Neftgaz.RU

CAMELOT
PUBLISHING

САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКИЙ
НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЦЕНТР

OILGAS
JOURNAL



СОЮЗ
НЕФТЕГАЗОПРОМЫШЛЕННИКОВ
РОССИИ



Государственная дума
ФС РФ



СОЮЗ
«ТОРГОВО-ПРОМЫШЛЕННАЯ ПАЛАТА
КРАСИНОДАРСКОГО КРАЯ»



Министерство ТЭК и ИЭК
Краснодарского края



(861) 212-85-85

info@oilgasconference.ru

www.oilgasconference.ru

**Российское отделение Ассоциации специалистов по
колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам**

**Некоммерческое партнерство «Центр развития
колтюбинговых технологий»**

Russian Chapter of the Intervention and Coiled Tubing Association

**Nonprofit Partnership Coiled Tubing Technologies
Development Center**



**ИСОТА
РОССИЯ**



Контактная информация

**Пыжевский переулок, 5, строение 1, офис 224
Москва 119017, Российская Федерация
Телефон: +7 499 788 91 24; +7 (916) 512 70 54
Факс: +7 499 788 91 19
E-mail: info@icota-russia.ru**

Contact information

**5/1 Pyzhevsky lane, Suite 224
119017 Moscow, Russian Federation
Telephone: +7 499 788 91 24; +7 (916) 512 70 54
Fax: +7 499 788 91 19
E-mail: info@icota-russia.ru**

www.icota-russia.ru



Целью Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам является развитие возможностей для профессионального общения специалистов, аккумуляция технических знаний, обобщение опыта применения инновационных технологий, содействие внедрению новейших разработок в области колтюбинговых технологий и других сегментов высокотехнологичного нефтегазового сервиса и стандартов безопасности проведения работ.

Российское отделение Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA-Россия) является информационной структурой, действующей в рамках Некоммерческого партнерства «Центр развития колтюбинговых технологий», и осуществляет свою деятельность в соответствии с Соглашением о сотрудничестве, заключенным между Ассоциацией специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA) и Некоммерческим партнерством «Центр развития колтюбинговых технологий».

ЗАЯВЛЕНИЕ

Прошу принять меня в члены ICoTA-Россия

Фамилия _____ Написание по-английски _____

Имя _____ Написание по-английски _____

Отчество _____

Организация/компания/структура _____

Должность _____

Адрес электронной почты _____

Телефон служебный _____ Факс _____

Телефон мобильный _____

Почтовый адрес для связи _____

Дата _____

Подпись _____

Пожалуйста, отправьте заполненное заявление по факсу: +7 499 788 91 19
или скан заявления на e-mail: info@icota-russia.ru



**Медиаплан распространения журнала
«Время колтюбинга. Время ГРП» на отраслевых
мероприятиях в 2019 году
ВК № 1/67, март-2019**

Мероприятие	Дата проведения	Город, страна	Организатор	Сайт
SPE/ICoTA Coiled Tubing and Well Intervention Conference and Exhibition	26–27.03.2019	The Woodlands, Texas, USA	SPE	https://www.spe.org/events/en/2018/conference/18ctwi/home.html
19-я Китайская международная выставка нефтяного и нефтехимического оборудования и технологий/CIPPE-2019	27–29.03.2019	Пекин, Китай	Beijing Zhenwei Exhibition Co.,Ltd	http://en.cippe.com.cn/
Северо-каспийская региональная нефтегазовая выставка и конференция/GLOBAL OIL&GAS ATYRAU – 2019	9–11.04.2019	Атырау, Казахстан	ITECA	http://oil-gas.kz/ru/vystavka/o-vystavke
Круглый стол российских буровых подрядчиков/VII RDCR – 2019	11.04.2019	Москва	Rogtec Magazine	http://www.russiandrillingcontractorsroundtable.com/ru/
Форум «RDCR – Скважинный инжиниринг – 2019»	11.04.2019	Москва	RDCR	http://www.rdc.ru/ru/
«Нефтегаз-2018»	15–18.04.2019	Москва	АО «Экспоцентр»	http://www.neftegaz-expo.ru/
Национальный нефтегазовый форум	16–17.04.2019	Москва	ЭКСПОЦЕНТР (ЦВК)	http://oilandgasforum.ru/
Техническая конференция «Методы увеличения нефтеотдачи пластов»	17–18.04.2019	Сургут	SPE	http://rca.spe.org/ru/events/enhanced-oil-recovery/
16-я Международная выставка нефтегазового оборудования «НЕФТЬ И ГАЗ»/MIOGE-2019	23–26.04.2019	Москва	ITE	http://www.mioge.ru/ru-RU
15-й Российский нефтегазовый конгресс/RPGC-2019	23–25.04.2019	Москва,	ITE	http://www.mioge.ru/ru-RU/about/exhibitions/RPGC.aspx
14-я Международная научно-практическая конференция «Современные технологии капитального ремонта скважин и повышения нефтеотдачи пластов. Перспективы развития — 2019»	20–25.05.2019	Сочи	НПФ «НИТПО»	http://oilgasconference.ru/conference/#sovremennye-tehnologii-kapitalnogo-remonta-skvazhin-i-povysheniya-nefteotdachi-plastov-perspektivy-2017/
3-я научно-практическая конференция «Горизонтальные скважины – 2019. Проблемы и перспективы»	27–31.05.2019	Калининград	Европейская ассоциация геоученых и инженеров (EAGE)	http://eage.ru/ru/conferences/detail.php?id=149
Семинар-конференция «Инновационные решения в области КРС, ПНП, ГНКТ, внутрискважинные работы и супервайзинг в горизонтальных и разветвленных скважинах»	3–7.06.2019	Ялта	НОЧУ ДПО «ИнТех»	http://togc.info/seminary/?SECTION_ID=104&ELEMENT_ID=10982

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\$.



Сергей СИМАКОВ родился
в Республике Башкортостан. Окончил
Тюменский государственный
нефтегазовый университет,
специальность «разработка
и эксплуатация нефтегазовых
месторождений». Профессиональную
трудовую деятельность начал в
районе Крайнего Севера в 2002
году, в г. Муравленко, ЯНАО. Работал
в компании «Би-Джей Сервисиз»
(BJ) переводчиком (англ. язык),

с 2006 года – в компании CWS (ЗАО «КВС Интернэшнл»),
инженер по ГНКТ, ГРП. В 2010 году был приглашен в
компанию ПАО «Газпром нефть», филиал «Газпромнефть-
Муравленко», на должность главного специалиста по
ГНКТ управления внутрискважинных работ. В 2015 году
переведен на должность главного специалиста Управления
интегрированных решений по внутрискважинным работам
Блока проектно-функционального обеспечения активов
ООО «Газпромнефть НТЦ», Санкт-Петербург. С 2019 года –
в должности руководителя направления внутрискважинных
работ (BCP).

Sergey SIMAKOV was born in the Republic of Bashkortostan.
He graduated from Tyumen State Oil and Gas University, his
field of study was “development and operation of oil and gas
fields”. He entered oil and gas industry in 2002 in the Extreme
North region in Muravlenko, YANAO. He was working as an
interpreter (English language) at BJ Services. Starting from 2006
he was working as a coiled tubing and fracturing engineer at CWS
International. In 2010 he was offered a position of senior coiled
tubing specialist at the Interventions Department. In 2015 he
was promoted to a position of Chief Specialist of the Integrated
Solutions Department for HRV of the Design and Functional
Support Unit for the assets, Gazmromneft NTC LLC in Saint-
Petersburg. Beginning from 2019 works on a position of Well
Intervention Manager.

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 – **Антон Федоренко**, канд. физ.-мат. наук;
Переводчики – **Сергей Масленицин**, **Христина Булыко**,
Григорий Фомичев, **Светлана Лысенко**;
ответственный секретарь – **Наталья Михеева**;
маркетинг и реклама – **Марина Куликовская** (advert@cttimes.org);
дизайн и компьютерная верстка – **Людмила Гончарова**;
подписка и рассылка – cttimes@cttimes.org.

Журнал распространяется по подписке среди специалистов
нефтегазовых компаний и профильных научных институтов.
Осуществляется широкая персональная рассылка руководителям
первого звена.

Материалы, автор которых не указан, являются продуктом
коллективной работы сотрудников редакции.

При перепечатке материалов ссылка на журнал «Время колтюбинга»
обязательна.

Редакция не всегда разделяет мнение авторов статей.

Honorary editor – **Ron Clarke** (rc@cttimes.org);
Editor-in-chief – **Halina Bulyka** (halina.bulyka@cttimes.org);
Director of Strategic Development "Coiled Tubing Times" –
Artem Gribov (artem.gribov@cttimes.org);
Scientific editor – **Anton Fedorenko**, Doctor of Phys.-Math.;
Translators – **Sergey Maslenitsin**, **Christina Bulyko**, **Gregory
Fomichev**, **Svetlana Lysenko**; Executive editor – **Natallia Mikheyeva**;
Marketing and advertising – **Marina Kulikovskaya** (advert@cttimes.org);
Design & computer making up – **Ludmila Goncharova**;
Subscription & distribution – cttimes@cttimes.org.

The Journal is distributed by subscription among specialists
of oil and gas companies and scientific institutions. In addition,
it is also delivered directly to key executives included into
our extensive mailing list.

The materials, the author of which is not specified, are the product of the
Editorial Board teamwork. When reprinting the materials the reference to the
Coiled Tubing Times is obligatory. The articles provided in this journal do not
necessarily represent the opinion of the Editorial Board.

The Journal offers a cooperation to advertisers and persons concerned.

Advent™

Новый
усовершенствованный
тип гибкой НКТ.

- Анतिकоррозийная защита сварного шва
- Передовой процесс сварки
- Больше возможностей для разностенного дизайна
- Передовые термически-обработанные ГНКТ

Подробнее на сайте:
nov.com/qualitytubing



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

