



Coiled/tubing *times*

ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА
ВРЕМЯ ГРП

издается с 2002 года / has been published since 2002

1 (071), Март/March 2020

www.cttimes.org

ДИСКУССИЯ: СЛОЖИВШАЯСЯ РЫНОЧНАЯ СИТУАЦИЯ
DISCUSSION: THE CURRENT MARKET SITUATION

ТЕХНОЛОГИЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИЯ ИЗ
НЕОДНОРОДНЫХ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ С
ПРИМЕНЕНИЕМ БОКОВЫХ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ КАНАЛОВ
TECHNOLOGY FOR ENHANCED OIL RECOVERY FROM
HETEROGENEOUS CARBONATE RESERVOIRS USING LATERAL
HORIZONTAL CHANNELS

УПРОЩЕННЫЙ ПОДХОД К ОПЕРАЦИИ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ
СКВАЖИНЫ
A SIMPLISTIC THOUGHT ON WELL CEMENTING OPERATION

ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ 20-Й МЕЖДУНАРОДНОЙ НАУЧНО-
ПРАКТИЧЕСКОЙ КОНФЕРЕНЦИИ «КОЛТЮБИНГОВЫЕ
ТЕХНОЛОГИИ, ГРП, ВНУТРИСКВАЖИННЫЕ РАБОТЫ»
PROCEEDINGS OF THE 20TH INTERNATIONAL SCIENTIFIC
AND PRACTICAL COILED TUBING, HYDRAULIC FRACTURING
AND WELL INTERVENTION CONFERENCE

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЗАБОЙНЫХ
ДВИГАТЕЛЕЙ И ЦИРКУЛЯЦИОННЫХ
ПЕРЕВОДНИКОВ PBL
UTILIZING PERFORMANCE MOTORS AND PBL



Партнер выпуска –
ООО «Пакер Сервис»

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



71



ESTM

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



ESTM

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

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



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

The 21th 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 2020 года,
Россия, Москва, гостиница «Новотель»
(Пресненская наб., 2, ст. м. «Деловой центр»,
«Выставочная»)

November, 2020,
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 колтюбинговых технологий»;

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

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

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

Р. Кларк, почетный редактор журнала;

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

Е.Б. Лапотентова;

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

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

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

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

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

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

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

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

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

ИЗДАТЕЛЬ

ООО «Время колтюбинга»

ЖУРНАЛ ПОДГОТОВЛЕН К ВЫПУСКУ

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

АДРЕС РЕДАКЦИИ

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

PRESIDENT OF EDITORIAL BOARD

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

EDITORIAL BOARD

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

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

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

H. Bulyka, Editor-in-Chief;

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

R. Clarke, Honorary Editor;

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

A. Korotchenko, Director, InTech, LLC;

A. Lapatsentava;

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

A. Ovsiankin, Managing Director, Packer Service LLC;

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Chief scientific consultant – **V. Voitenko**, Doctor of Engineering, Professor, Member of the Russian Academy of Natural Sciences; Scientific consultants – **L. Magadova**, Doctor of Engineering, Deputy Director of Institute of Industrial Chemistry, Gubkin Russian State University of Oil and Gas; **I. 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

Листаю верстку весеннего номера журнала, и мой взгляд задерживается на выносках, которые по определению должны концентрировать самое главное. Они выстраиваются в моментальный снимок сегодняшнего состояния дел. Вот несколько сообщений – телеграфным стилем:

- Для большого количества как новых, так и старых месторождений единственным способом их эффективной эксплуатации становятся новые, прогрессивные технологии бурения, резки боковых стволов, гидроразрыва пласта.
- Востребованы крутые по исполнению технологии, которые имеют не заоблачную цену.
- Растут глубины скважин, диаметр гибкой трубы, вес колтюбинговой установки – вот это сейчас тренд развития.
- Все, что связано с технологией ГРП, сегодня самое востребованное.
- Заказчики, перенимая передовой опыт, и в том числе опыт сланцевиков, будут увеличивать длину горизонтальных стволов, за счет чего сократится количество скважин, но вырастет стоимость скважино-операций.
- Дебит новой горизонтальной скважины превышает дебит аналогичной наклонно-направленной скважины в 3–8 раз.
- Одним из будущих направлений развития нефтегазового сервиса станет видеофиксация – везде, где только можно: на устье скважины, в определенных точках.
- Для того чтобы задействовать простаивающие флоты, подрядчики начинают демпинговать на тендерах, снижать цены на услуги, а это не способствует продвижению прогрессивных технологий.
- В краткосрочной перспективе можно ожидать ухода с нефтесервисного рынка наиболее слабых компаний, особенно тех, которые не способны оказывать все более востребованные высокотехнологичные услуги.
- Рынок колтюбинговых установок и флотов ГРП на сегодня перенасыщен.

Кажется, получилась довольно точная картина состояния дел в отрасли, в чем-то оптимистичная, где-то тревожная, и на ее фоне очень ценен вывод, который сделали участники круглого стола, состоявшегося в рамках 20-й конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы: «Действуя сообща, мы сможем оставаться на плаву».

Я полностью согласен с этим утверждением. Наш журнал, его постоянные и новые авторы действуют сообща, концентрируя и донося до вас, дорогие читатели, самую свежую информацию. Уверен: поддерживая друг друга, мы не утонем в нынешнем бурном море колебаний нефтяных цен и биржевых котировок, даже если у нас впереди девятый вал.

Рон Кларк



EDITORIAL

I am thumbing through the page proofs of the spring issue of the journal, and my gaze lingers on markup balloons that by definition should concentrate the most important things. They line up forming a snapshot of the current state of affairs. Here are some telegraph-style messages:

- Effective operation of a large number of both new and old fields can only be performed by using new advanced technologies of drilling, sidetracking, hydraulic fracturing.
- Cool technologies, which don't have a sky-high price, are in demand.
- The depths of the wells, the diameter of the CT, the weight of the coiled tubing units – are growing. This is now a development trend.
- Everything related to hydraulic fracturing technology today seems to be the most demanded.
- Customers, adopting best practices, including the experience of shale workers, will increase the length of horizontal boreholes, thereby reducing the number of wells, but the cost of well operations.
- The flow rate of a new horizontal well is 3–8 times higher than that of a similar directional well.
- One of the future directions of the development of the oil and gas service, in our opinion, will be video recording – wherever possible: at the wellhead, at certain points.
- In order to use idle fleets, contractors begin dumping at tenders, lowering prices for services, and this does not contribute to the advancement of advanced technologies.
- In the short term, the weakest companies are expected to leave the oilfield services market, especially those that are unable to provide the increasingly demanded high-tech services.
- The market for coiled tubing units and hydraulic fracturing fleets is oversaturated today.

It seems that I got a pretty accurate picture of the state of affairs in the industry, somewhat optimistic, somewhat disturbing. And against this background, the conclusion made by the participants of the round table held as part of the 20th International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference is very valuable: "Together we can stay afloat".

I completely agree with this statement. Our journal, its permanent and new authors are acting together, concentrating and conveying to you, dear readers, the latest information. I am sure: Supporting each other, we will not drown in the current stormy sea of oil prices and stock quotes fluctuations, even if we have the ninth shaft ahead.

Ron Clarke

Редакция журнала «Время колтюбинга. Время ГРП» поздравляет почетного редактора Рона Кларка с 70-летием и желает юбиляру крепкого здоровья и новых успехов в карьере и жизни!

The editorial board of the "Coiled Tubing Times" journal congratulates the honorary editor Ron Clarke on his 70th anniversary and wishes the hero of the day good health and new successes in his career and in life!

ПЕРСПЕКТИВЫ

- 6** Навстречу 21-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы»

- 8** Действуя сообща, мы сможем оставаться на плаву
(Дискуссия в рамках 20-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы»)

ТЕХНОЛОГИИ

- 20** **Э.М. Абусалимов, Ф.З. Исмагилов, Р.Ф. Хусаинов, Р.А. Табашников, Р.М. Ахметшин, И.Н. Адылгареев**
Технология повышения нефтеизвлечения из неоднородных карбонатных коллекторов с применением боковых горизонтальных каналов
- 24** **Годвин Чидибере Нвафор**
Упрощенный подход к операции цементирования скважины как к «проекту»

- 30** Тезисы докладов, представленных на 20-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы»

ПРАКТИКА

- 50** Требования заказчиков направлены на то, чтобы подрядчики работали на мощном оборудовании
(Беседа **Р.М. Ахметшиным**, заместителем директора ООО «ТаграС-РемСервис» – начальником предприятия «АктюбинскРемСервис»)

- 56** Колтюбинг прочно занял свою нишу
(Беседа с **А.В. Новичковым**, генеральным директором ООО «Койл-Сервис»)

- 62** Наш конек: работы на гибкой трубе с кабелем
(Беседа с **А.С. Долбней**, заместителем начальника экспедиции специальных работ по ГНКТ ООО «Газпром недр»)

ОБОРУДОВАНИЕ

- 68** **Фарход Хамидов**
Системный подход к использованию забойных двигателей и циркуляционных переводников PBL (байпасная система многократной активации) для повышения износостойкости оборудования и эффективности работ ГНКТ

НЕФТЕПРОМЫСЛОВАЯ ХИМИЯ

- 74** **А.Г. Ивко**
Разработка рецептуры смазочной добавки «НЕФТЕНОЛ-СДИ» для буровых растворов на водной основе для месторождений Западной Сибири

- 82** **Красота месторождений**

PROSPECTS

- 6** Towards the 21th International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference

- 8** Together We Can Stay Afloat
(The discussion took place on the 20th International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference)

TECHNOLOGIES

- 20** **E.M. Abusalimov, F.Z. Ismagilov, R.F. Khusainov, R.A. Tabachnikov, R.M. Akhmetshin, I.N. Adylgareev**
Technology for Enhanced Oil Recovery from Heterogeneous Carbonate Reservoirs Using Lateral Horizontal Channels

- 24** **Godwin Chidiebere Nwafor**
A Simplistic Thought on Well Cementing Operation as a "Project"

- 30** Proceedings of the 20th International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference

PRACTICE

- 50** Customer Requirements Are Designed to Ensure that Contractors Work on Powerful Equipment
(Interview with **R.M. Akhmetshin**, Deputy Director of TagraS-RemService LLC – Head of AktyubinskRemServis Enterprise)

- 56** Coiled Tubing Firmly Occupied its Niche
(Interview with **A.V. Novichkov**, General Director of LLC "Coile-Service")

- 62** Our Strong Point: the Work on a CT with a Cable
(Interview with **A.S. Dolbnya**, Deputy Head of Special Expedition for Coiled tubing, «Gazprom Nedra»)

EQUIPMENT

- 68** **Farhod Hamidov**
System Approach of Utilizing Performance Motors and PBL (Multiple Activation Bypass System) for Efficiency and Longevity in the Coiled Tubing Operations

OILFIELD CHEMISTRY

- 74** **A.G. Ivko**
Development of a Formulation for a "NEFTENOL-SDI" Lubricant Additive for Water-Based Drilling Fluids for Western Siberian Fields

- 82** **The Beauty of Oilfields**

21-я Международная научно-практическая конференция «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы» The 21th International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference

При поддержке Министерства энергетики РФ



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

**Конференция состоится
в ноябре 2020 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, 2020 in Moscow.**

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

Supported by the Ministry of Energy of the Russian Federation

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

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

Topics of the sessions:

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

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.

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

The 21st International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference

При поддержке Министерства энергетики РФ



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

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

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

Делегатами конференции неизменно являются представители таких известных российских и международных компаний, как «Роснефть», «Газпром», «Газпром нефть», «ЛУКОЙЛ», «Шлюмберже», Weatherford, Halliburton, «Татнефть», «Башнефть», ООО «Интегра – Сервисы», «ЕВС», «БВТ-Восток», Eriell Group, «Белоруснефть», «Пакер Сервис», Westor Overseas Holding, «ФракДжет-Волга», «Урал-Дизайн-ПНП», «Ветеран», «ФИДМАШ», Группа ФИД, Serva Group, Welltec, 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 21-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

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 21st 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/

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

We look forward to meeting you!
Organizing Committee

ДЕЙСТВУЯ СООБЩА, МЫ СМОЖЕМ ОСТАВАТЬСЯ НА ПЛАВУ TOGETHER WE CAN STAY AFLOAT

Дискуссия состоялась в заключительный день 20-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы». В качестве модератора выступил председатель ICoTA-Россия, член редакционного совета журнала «Время колтюбинга. Время ГРП» Константин Бурдин.

Константин Бурдин: «Мы начинали конференцию с обсуждения сложившейся рыночной ситуации и констатировали, что на сегодня она не самая благоприятная. Все крупные нефтегазовые компании – наши заказчики – стремятся к снижению затрат. В принципе так было всегда, но теперь эта тенденция заметно усилилась. С другой стороны, мы зависим от субподрядчиков. Цены на энергоресурсы, транспортные услуги, логистику растут, и сервисные компании с обеих сторон оказались как бы между молотом и наковальней. При этом рынок колтюбинговых установок и флотов ГРП на сегодня перенасыщен. Хотелось бы услышать комментарии аудитории, как подрядчиков, так и заказчиков, относительно текущей ситуации».

Андроник Григорьев, начальник отдела супервайзинга скважинных технологий Управления скважинных технологий и супервайзинга «РН-Юганскнефтегаз»: «Думаю, что представляю здесь самого крупного заказчика как по колтюбингу, так и по ГРП. Компания «Роснефть» ежегодно привлекает очень большие объемы услуг по данным технологиям. На 2020 год у нас такие же грандиозные планы, какие были на 2019-й, поэтому работа будет для всех, кто хочет заработать. Компания не намерена снижать объемы добычи на действующих скважинах и объемы строительства новых. Это отражено в цифрах отчетности компании «Роснефть», которые есть в общем доступе. Это первое, что я хотел отметить. Второе – это проблемы стоимости сервисных услуг, технологий. Когда я пять лет назад участвовал в подобной же дискуссии на этой же ежегодной конференции, там обсуждались аналогичные вопросы и тоже говорилось, что стоимость невысокотехнологичных услуг продолжает снижаться. Но нефтегазовый сервис живет, за пятилетку выросло количество флотов как ГНКТ, так и ГРП. Я могу констатировать, что мы не

The discussion took place on the final day of the 20th International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference. The moderator was the chairman of ICoTA-Russia, a member of the Editorial Board of the Coiled Tubing Times journal Konstantin Burdin.

Konstantin Burdin: We started the conference with a discussion of the current market situation and stated that today it we have not the most favorable market environment. All major oil and gas companies – our customers – are committed to lower costs. In principle, it has always been so, but recently this trend has intensified significantly. On the other hand, we are dependent on subcontractors. Prices for energy, transportation services, and logistics are rising, and service companies on both sides found themselves as if between a rock and a hard place. At the same

Рынок колтюбинговых установок и флотов ГРП на сегодня перенасыщен.

The market for coiled tubing units and hydraulic fracturing fleets is oversaturated today.

time, the market for coiled tubing units and hydraulic fracturing fleets is oversaturated today. I would like to hear the comments of the audience – both contractors and customers, regarding the current situation.

Andronik Grigoriev, Head of the Borehole Technology Supervising Department of the RN-Yuganskneftegaz Well Management and Supervising Department: I think that I represent the largest customer here in both coiled tubing and hydraulic fracturing. Rosneft annually attracts very large volumes of services using these technologies. For 2020, we have the same grandiose plans as for 2019, so the work will be for everyone who wants to earn money. The company does not intend to reduce production volumes at existing wells and construction volumes of new ones. This is reflected in the figures of Rosneft's reporting, which are publicly available. This is the first thing I wanted to note. The second is the problem of the cost of services, technologies. When I participated in a similar discussion at the same annual conference five years ago, similar issues were discussed there and it was also said that the cost of low-tech services continued to decline. But the oil and gas service lives on, over the five-year period the number of fleets of both coiled tubing and hydraulic fracturing has increased. I can say that we have not reached the minimum point, because the service is confidently

достигли точки минимума, потому что сервис уверенно действует. Тот, кто действительно хочет работать, не ищет, где рубль длиннее, а исходит из тех возможностей, которые есть, и развивается. И у некоторых компаний это получается очень неплохо.

Я желаю, чтобы наш нефтесервис внедрял новые технологии и предлагал их заказчику, но хочу заметить, что не всегда цена является основным фактором привлечения той или иной технологии. Мы два года внедряем инновации и пришли к выводу, что порой мы не всё знаем про эти новые технологии, про то, как они реально показывают себя за рубежом и какой от них получают эффект. Когда мы задаем вопрос, имеется ли статистика по опытным работам, нам отвечают, что такой статистики нет, но вот сделали сто работ, и все прошло хорошо. А где сделали, что сделали, при каких условиях, какие возникали проблемы – такой информации, как правило, нет. Поэтому, когда вы общаетесь с иностранными компаниями – поставщиками каких-то реальных технологий, пожалуйста, запрашивайте у них более детальную информацию, потому что заказчика интересует не только стоимость работ, но и их результаты. Как показывает практика, нередко уже в процессе применения новых технологий приходится отказываться от каких-то вещей, которые первоначально позиционировались простыми и доступными, а по факту вышло не так. Я уверен, что в России высокотехнологичный нефтегазовый сервис обязательно будет востребован, потому что добыча в будущем окажется без этого невозможна».

Сергей Симаков, эксперт Управления интегрированных решений по ВСП Блока проектно-функционального обеспечения активов ООО «Газпромнефть НТЦ»: «Мое видение сегодняшнего нефтесервисного рынка концептуально не отличается от той картины, которую описал коллега. То, что мы не на дне, очевидно. Не хочу сказать, что мы стремимся достичь этого дна, но, возможно, это позволило бы по принципу пружины оттолкнуться и начать развитие. В предыдущие два-три года наблюдался рост проектов, связанных с нестандартными глубинами скважин. В моем понимании, стандартные глубины – это 4,5 км. Для обслуживания скважин нестандартной глубины и, соответственно, высокой сложности требуются более мощные колтюбинговые установки, оснащенные большеразмерными ГНКТ.

В нашей компании при тендерных процедурах соблюдается правило: один лот – один флот. Почему? Потому что мы сделали выводы из ошибок, когда одним флотом можно было набирать много объемов, но в результате, когда возникала необходимость одновременно вести работы на нескольких скважинах, получался аврал. В таких случаях приходилось обращаться к подрядчикам с просьбой привлечь еще один



Андроник Григорьев
Andronik Grigoriev

Мы два года внедряем инновации и пришли к выводу, что порой мы не всё знаем про эти новые технологии, про то, как они реально показывают себя за рубежом и какой от них получают эффект.

We have been innovating for two years and have come to the conclusion that sometimes we don't know everything about these new technologies, about how they really show themselves abroad and what effect they get from them.

we have done a hundred works, and everything went well. And where they operated, what exactly they did, under what conditions, what problems arose – as a rule, there is no such information. Therefore, when you communicate with foreign companies supplying some real technology, please ask them for more detailed information, because the customer is interested not only in the cost of the work, but also in the results. As practice shows, often in the process of applying new technologies, one has to give up some things that were originally positioned simple and affordable, but in fact this didn't happen. I am sure that high-tech oil and gas service will certainly be in demand in Russia, because production in the future will be impossible without it.

Sergey Simakov, expert at the Office for Integrated Solutions for downhole treatment of the Unit for Design and Functional Asset Management of LLC Gazpromneft research and development centre: My vision of today's oilfield services market is conceptually no different from the picture that my colleague described. The fact that we are not at the bottomline is obvious. I do not want to say that we are striving to

operating. Anyone who really wants to work does not look for where they can get a huge lump of money, but proceeds from the opportunities that exist and develop. And for some companies this works out very well.

I want our oil service to introduce new technologies and offer them to the customer, but I want to note that price is not always the main factor in attracting a particular technology. We have been innovating for two years and have come to the conclusion that sometimes we don't know everything about these new technologies, about how they really show themselves abroad and what effect they get from them. When we ask the question whether there are statistics on experimental work, they answer us that there are no such statistics, but, here

флот. Но если в договоре только один флот прописан, то мы не вправе требовать еще один от нашего уважаемого подрядчика. Чтобы избежать подобных ситуаций, в компании было принято положение о закупках, согласно которому каждое новое контрактование предполагает новый флот.

В докладе на прошлой конференции я очертил задачи, которые стоят перед компанией «Газпром нефть». Сегодня над этими проектами мы уже частично работаем, но для того, чтобы осуществить все планы, нужны будут новые флоты ГНКТ. А что касается ГРП, то здесь традиционный вариант – МГРП на новых скважинах. Однако мы смотрим уже и в сторону равнопроходного сечения хвостовика, и в сторону повторного ГРП. Без наших уважаемых подрядчиков, компетенциями которых являются непосредственные работы на скважинах, такие задачи не решить».

Иван Каптанов, начальник Управления внутрискажинных работ ПАО «НОВАТЭК»: «Одна из ключевых проблем на рынке ГРП-ГНКТ – это старое оборудование. По нашим оценкам, оно изношено на 50–70%, то есть работы на большей части оборудования уже небезопасны. Тем не менее сервисные компании не идут на масштабное обновление своих парков. Вторая проблема – то, что на Ямале, где в основном сосредоточены наши активы, отсутствует сколь-нибудь конкурентный нефтесервисный рынок. Здесь есть по 2–3 компании в каждом сегменте, что явно не покрывает потребностей даже наших дочерних обществ, не говоря уже о структурах «Газпрома» и других крупных недропользователей.

Теперь о технологиях. К сожалению, из-за ненадежности оборудования заканчивания на наших газовых и газоконденсатных скважинах больших глубин и высоких давлений мы не идем по пути использования равнопроходных муфт. На данном этапе они просто не работают. Мы пробовали работать с ними с одной из компаний «большой четверки»: муфта открывается, но после ГРП, после проведения стимуляции она либо не закрывается, либо закрывается частично. Герметичности узла добиться не удастся. Попробовали с другой компанией из «большой четверки» – то же самое. Что касается тендерных процедур, о которых говорил Сергей Симаков, то, к сожалению, когда во главу угла ставится цена услуг, то выбор самого дешевого подрядчика приводит к тому, что приходится выбирать не лучшего. Мы пытаемся это каким-то образом обходить, выбирать более качественную компанию, с более высоким рейтингом, помня о том, что те квалификационные критерии, которые действуют во всех компаниях, я уверен, они примерно похожи, не позволяют на стадии заполнения анкет отсеять подрядчиков,



Сергей Симаков
Sergey Simakov

Что касается ГРП, то здесь традиционный вариант – МГРП на новых скважинах. Однако мы смотрим уже и в сторону равнопроходного сечения хвостовика, и в сторону повторного ГРП.

As for hydraulic fracturing, here is the traditional option – multistage hydraulic fracturing in new wells. However, we are already looking in the direction of an equal passage section of the liner, and in the direction of repeated hydraulic fracturing.

reach the bottom, but perhaps this would allow us to push off and begin development by the principle of a spring. In the previous two to three years, there has been an increase in the amount of projects related to non-standard well depths. In my understanding, the standard depths are 4.5 km. To service wells of non-standard depth and, accordingly, high complexity, more powerful coiled tubing units equipped with large-sized CTs are required

In our company during tender procedures the rule is observed: One lot, one fleet. Why? Because we made conclusions from mistakes when it was possible to accumulate a lot of volumes with one fleet, but as a result, when it became necessary to work simultaneously on several wells, we got an emergency. In such cases, it was necessary to contact the contractors with a request to attract another fleet. But if only one fleet is specified

in the contract, then we are not entitled to demand one more from our esteemed contractor. To avoid such situations, the company adopted a procurement regulation, according to which each new contracting involves a new fleet.

In the report at the previous conference, I outlined the tasks that Gazpromneft faces. Today, we are already partially working on these projects, but in order to implement all the plans, new coiled tubing fleets will be needed. As for hydraulic fracturing, here is the traditional option – multistage hydraulic fracturing in new wells. However, we are already looking in the direction of an equal passage section of the liner, and in the direction of repeated hydraulic fracturing. Without our respected contractors, whose competencies are direct work in the wells, such tasks cannot be solved.

Ivan Kashtanov, Head of the Internal Wells Management Department of PJSC NOVATEK: One of the key problems in the hydraulic fracturing-coiled tubing market is old equipment. According to our estimates, it is worn by 50–70%, that is, work on most

Установка кольтюбинговая МК30Т-50



Установка кольтюбинговая МК30Т (МК30Т-50) производства СЗАО «ФИДМАШ» смонтирована на полноприводном шасси (10х10) и представляет собой полный комплект оборудования для работы с безмуфтовой длинномерной трубой (БДТ). Предназначена для БДТ диаметром 44,45 мм, но может также работать с БДТ диаметром 50,8 мм. Зимний пакет и кондиционеры в обеих кабинах.

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



Технические характеристики

Шасси	МЗКТ 10х10
Максимальное тяговое усилие инжектора, кН (кгс)	355 (36 200)
Максимальная длина БДТ на барабане, м	
при диаметре БДТ 38,1 мм (толщина стенки переменная)	7000
при диаметре БДТ 44,45 мм (толщина стенки до 4,0 мм)	5500
при диаметре БДТ 50,8 мм (толщина стенки до 5,2 мм)	3800
Максимальная масса БДТ, допускаемая конструкцией, кг	23 000
Максимальное рабочее давление, МПа	70
Габаритные размеры, мм, не более (L x W x H)	15 200 x 2 550 x 4 490

MK30T-50 Coiled Tubing Unit



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

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

Technical specifications

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



неспособных выполнить тот объем работ, который нам нужен.

Не соглашусь с «Газпром нефтью»: у нас не «один флот – один лот». Напротив, чтобы пойти навстречу подрядчику, мы загружаем его максимально – одновременно с нескольких дочерних обществ. Компании удалось наладить взаимодействие между обществами, чтобы не было накладок.

Животрепещущая проблема – отсутствие проезда на многие месторождения. Если флот ГНКТ можно перевезти с помощью вертолета МИ-26, то для флота ГНКТ такая транспортировка невозможна. Нам приходится откладывать работы на зимний период, а он длинный и очень холодный – настолько, что ГНКТ не может работать.

Еще одна проблема: часть сервисных компаний работает вообще без программного продукта, хотя на дворе XXI век!»

Константин Бурдин: «Работы в высоких широтах – один из вызовов для России и Канады. Кстати, на рынке появились колтюбинговые установки Xtreme Drilling, инжектор которых оснащен электродвигателем. Они работают при температуре до -50 °C. Это своего рода TESLA в колтюбинге. У компании «НОВАТЭК» одни из самых сложных на сегодняшний день скважин в Российской Федерации. Там CAT2, CAT3 – вторая, и третья категории сложности по международному классификатору встречаются. Таких скважин пока не так много, поэтому и происходит работа на нескольких заказчиков одним и тем же флотом. При этом скважины «НОВАТЭКа», как правило, требуют специального оборудования, и не просто нового оборудования, а специально закупленной трубы ГНКТ с повышенными прочностными характеристиками именно под эти скважины. Безусловно, перед подрядчиками встают серьезные вызовы, когда они выходят на работу. У меня вопрос относительно программного обеспечения: его наличие – одно из стандартных требований технического задания. Вы не дисквалифицируете таких подрядчиков?»

Иван Каптанов: «Подрядчик заполняет анкету формально. А по факту, когда он выходит работать на месторождение и обнаруживается настоящее положение дел, дисквалифицировать подрядчика бывает уже поздно. Хотелось бы, чтобы журнал «Время колтюбинга. Время ГРП» обращал больше внимания на эту проблему, а также публиковал больше статей, которые бы показывали уникальные технологии, которые в России либо еще не используются, либо не распространены широко. Полезен будет также опыт крупных компаний, таких как «Газпром», «Роснефть»... А мы могли бы поделиться своим опытом. Это было бы полезно всем».

Андроник Григорьев: «Поддерживаю.

К сожалению, из-за ненадежности оборудования заканчивания на наших газовых и газоконденсатных скважинах больших глубин и высоких давлений мы не идем по пути использования равнопроходных муфт. На данном этапе они просто не работают.

Unfortunately, due to the unreliability of the completion equipment in our gas and gas condensate wells at great depths and high pressures, we are not following the path of using flush connections. At this stage, they simply do not work.

equipment is already unsafe. However, service companies do not go on a large-scale upgrade of their parks. The second problem is that in Yamal, where our assets are mainly concentrated, there is somehow no competitive oilfield services market. There are 2 or 3 companies in each segment, which clearly does not cover the needs of even our subsidiaries, not to mention the structures of Gazprom and other large subsoil users.

Now about technology. Unfortunately, due to the unreliability of the

completion equipment in our gas and gas condensate wells at great depths and high pressures, we are not following the path of using flush connections. At this stage, they simply do not work. We tried to work with them from one of the Big Four companies: The coupling opens, but after hydraulic fracturing, after stimulation, it either does not close or partially closes. The tightness of the node cannot be achieved. We tried with another company from the Big Four and the same thing happened. As for the tender procedures that Sergey Simakov spoke about, unfortunately, when the price of services is paramount, the choice of the cheapest contractor leads to the fact that you have to choose the best. We are trying to somehow circumvent this, choose a better company with a higher rating, remembering that the qualification criteria that apply in all companies, I'm sure they are similar, do not allow contractors to be weeded out at the questionnaire filling stage, unable to complete the amount of work that we need.

I do not agree with Gazpromneft: We do not have "one fleet, one lot." On the contrary, in order to meet the contractor, we load it as much as possible – at the same time from several subsidiaries. The company managed to establish interaction between societies so that there were no overlaps.

A burning problem is the lack of access to many oilfields. If the CT fleet can be transported using the MI-26 helicopter, such transportation is not possible for the CT fleet. We have to put off work for the winter period, and it is long and very cold – so much so that CT cannot work.

Another problem: Some service companies operate without a software product at all, although the 21st century has arrived!

Konstantin Burdin: Work in high latitudes is one of the challenges for Russia and Canada. By the way, Xtreme Drilling coiled tubing units appeared on the market, the injector of which is equipped with an electric motor. They work at temperatures up to -50 °C. This is a kind of "TESLA" in coiled tubing.

В свою очередь, в качестве темы хочу предложить журналу расследования происшествий, осложнений, аварий и т. п. «Юганскнефтегаз» ежеквартально рассылает для ознакомления, как мы это называем, «уроки». Выводы, которые мы делаем, способны предотвратить похожие случаи, связанные как с отказами оборудования, так и с человеческим фактором. Эта практика привела к значительным положительным результатам, на ее основе были разработаны мероприятия, которые легли в стандарт компании по гибкой трубе. Этот стандарт доводится до всех подрядчиков, которые побеждают в тендерах и выходят на работы».

Галина Булыка, главный редактор журнала «Время колтюбинга. Время ГРП»: «Может ли Ваша компания предоставить информацию по таким расследованиям для публикации? Понятно, что информация должна быть максимально обезличенной, но технически грамотно изложенной, чтобы любому профессионалу было ясно, что произошло и что сделать, чтобы избежать подобного развития событий».

Андроник Григорьев: «Поскольку журнал «Время колтюбинга. Время ГРП» аккредитован в компании «Роснефть», я думаю, что получить материалы для публикации возможно. У нас также есть много рационализаторских предложений и по гибкой трубе, ее извлечению, ловильным работам и т. п., и по горизонтальным стволам, и по специальному оборудованию наработок много. Мы готовы ими поделиться, если наши соответствующие подразделения согласуют публикации».

Константин Бурдин: «Спасибо большое. Это животрепещущая тема, которая была бы в журнале всем интересна. Хотел бы добавить, что «Роснефть» создала симулятор гидроразрыва пласта нового поколения «РН-ГРИД». Он обеспечивает выполнение всех инженерных расчетов, необходимых для проектирования и анализа ГРП. Эта программа активно внедряется».

Эдуард Абусалимов, начальник службы ОПЗ Центра ГТМ Центра технического развития ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина: «Я впервые на этом интересном мероприятии, но надеюсь, что это не последнее мое участие. Очень насыщенная программа конференции, высокопрофессиональная аудитория,



Константин Бурдин
Konstantin Burdin

Скважины «НОВАТЭКа», требуют специального оборудования, и не просто нового оборудования, а специально закупленной трубы ГНКТ с повышенными прочностными характеристиками именно под эти скважины.

NOVATEK's wells require special equipment, and not just new equipment, but specially purchased coiled tubing with enhanced strength characteristics specifically for these wells.

NOVATEK has one of the most difficult wells in the Russian Federation today. There are CAT2, CAT3 – the second, and the third category of complexity according to the international classifier. There are not so many of these wells yet, which is why work is underway for several customers by the same fleet. Moreover, NOVATEK's wells, as a rule, require special equipment, and not just new equipment, but specially purchased coiled tubing with enhanced strength characteristics specifically for these wells. Of course, contractors face serious challenges when they go to work. I have a question regarding software: Its availability is one of the standard requirements of the technical specifications. You do not disqualify such contractors, do you?

Ivan Kashtanov: The contractor fills out the form formally. But in fact, when he goes to work at the field and the present state of affairs is revealed, it is too late to disqualify the contractor. I would like the “Coiled Tubing Times” journal pay more attention to this problem, and also publish more articles that show unique technologies that are either not yet used in Russia or not widely distributed in Russia. The experience of large companies such as Gazprom, Rosneft will also be useful... And we could share our experience. That would be useful to everyone.

Андроник Григорьев: I

support. In turn, as a topic I want to offer the journal investigations of incidents, complications, accidents, etc. Yuganskneftegaz sends out “lessons” on a quarterly basis for review, as we call it. The conclusions we draw are able to prevent similar cases related to both equipment failures and the human factor. This practice led to significant positive results; on its basis, measures were developed that formed the standard for the coiled tubing company. This standard is communicated to all contractors who win tenders and go to work.

Halina Bulyka, editor-in-chief of the “Coiled Tubing Times” journal: Can your company provide information on such investigations for publication? It is clear that the information should be as depersonalized as possible, but technically correctly presented so that any professional can clearly understand what happened and what to do to avoid such a development of events.

Андроник Григорьев: Since “Coiled Tubing Times” journal is accredited by Rosneft, I think that it is possible to get materials for publication. We also have many rationalization proposals for coiled tubing, removal of pipe, fishing operations, etc., and a lot of

конструктивный диалог. По поводу перспектив: меня очень радует, что, по крайней мере, в нашем регионе – в Татарстане растет доля высокотехнологичного нефтегазового сервиса, и именно колтюбинговых технологий. В частности, активно развивается привлечение колтюбинга при многостадийном ГРП. Усиливаются компетенции, набирается опыт и в других сложных работах. Все это очень обнадеживает. Хотелось бы поблагодарить организаторов за эту полезную конференцию.

Олег Воин, руководитель инженерно-технического центра ООО «ФракДжет-Волга»: «На мой взгляд, российский рынок нефтегазового сервиса ждет следующее: уменьшится количество скважин и скважино-операций. Связано это с тем, что заказчики, перенимая передовой опыт, и в том числе опыт сланцевиков, будут увеличивать длину горизонтальных стволов, за счет чего сократится количество скважин, но вырастет стоимость скважино-операций, которые мы будем проводить. За счет этого рынок нефтесервиса будет сокращаться.

Здесь поднималась проблема доставки оборудования на отдаленные месторождения. Для ГНКТ актуальна не только она, но и просто передвижение по дорогам. Ужесточились требования законодательства, и мы сталкиваемся с большими трудностями, платим огромные деньги. Выход, который здесь мог бы быть, – это режим stand-by, но заказчик экономит и не желает развивать это направление. Также большая проблема – нехватка грамотного персонала по ГНКТ».

Инна Сахипова, начальник отдела ППР и ГТМ АО «НК «Конданефть», ПАО «НК «Роснефть»: «Я впервые на данной конференции. Спасибо за приглашение. Спасибо всем докладчикам. Как представитель геологической службы хочу сказать, что подобные конференции нужны, чтобы развивать новые технологии. Лично мне, как специалисту по ГТМ, здесь очень интересно».

Алексей Пестриков, менеджер Департамента научно-технического развития и инноваций ПАО «НК «Роснефть»: «Хотелось бы заострить вопрос, который здесь уже поднимался, а именно: уровень подготовки инженеров, которые

«Роснефть» создала симулятор гидроразрыва пласта нового поколения «РН-ГРИД». Он обеспечивает выполнение всех инженерных расчетов, необходимых для проектирования и анализа ГРП.

Rosneft has created a new generation fracturing simulator RN-GRID. It provides the implementation of all engineering calculations necessary for the design and analysis of hydraulic fracturing.

groundwork has been done for horizontal wellbores, and for special equipment. We are ready to share them if our respective departments coordinate publications

Konstantin Burdin: Thank you very much. This

is a burning topic that would be of interest to everyone in the journal.

I would like to add that Rosneft has created a new generation fracturing simulator RN-GRID. It provides the implementation of all engineering calculations necessary for the design and analysis of hydraulic fracturing. This program is being actively implemented.

Eduard Abusalimov, Head of Service, OPZ, Center for Well Intervention, Center for Technical Development, PJSC TATNEFT named after V.D. Shashin: This is my first time at this interesting event, but I hope that this is not my last participation. A very rich conference program, a highly professional audience, constructive dialogue. As for the prospects: I am very pleased that, at least in our region – in Tatarstan, the share of high-tech oil and gas services, and specifically coiled tubing technologies, is growing. In particular, the involvement of coiled tubing with multi-stage hydraulic fracturing is actively developing. Competencies are strengthened, experience is gained in other complex jobs. All this is very encouraging. I would like to thank the organizers for this useful conference.

Oleg Voyn, head of the engineering and technical center of FrakJet-Volga LLC: In my opinion, the Russian oil and gas service market expects the following: The number of wells and well operations will decrease. This is due to the fact that customers, adopting best practices, including the experience

of shale workers, will increase the length of horizontal boreholes, thereby reducing the number of wells, but the cost of well operations that we will carry out will increase. Due to this, the oilfield services market will shrink.

Here the problem of equipment delivery to remote

Эдуард Абусалимов
Eduard Abusalimov



В Татарстане растет доля высокотехнологичного нефтегазового сервиса, и именно колтюбинговых технологий. В частности, активно развивается привлечение колтюбинга при многостадийном ГРП.

In Tatarstan, the share of high-tech oil and gas services, and specifically coiled tubing technologies, is growing. In particular, the involvement of coiled tubing with multi-stage hydraulic fracturing is actively developing.

работают в ГРП и в особенности в ГНКТ. У меня есть возможность сравнивать, и, скажу честно, в ГНКТ почему-то дела похуже. Здесь меньше ведется инженерных расчетов, меньше обсуждений технических вопросов: как прошла промывка, какие напряжения, почему получили затяжку и т. п. Поэтому активно поддерживаю начинания ICoTA по обучению в области ГНКТ. Нормальных курсов, которые давали бы не просто описание процесса, но и содержали бы информацию о физических состояниях (напряженности материала, гидравлике, течениях со взвесями и т. п.), увы, нет. Обсуждение такой проблематики было очень полезно для всей отрасли ГНКТ.

Второй важнейший вопрос – это программное обеспечение. Есть ли у сервисных компаний доступ к ПО для ГНКТ и сильна ли для них стоимость этого ПО, имеются ли у них специалисты, которые умеют использовать это ПО? Мы у себя в компании размышляем над этими вопросами, работаем в направлении усиления наших институтов в области расчета задач, связанных с ГНКТ. Очень интересно мнение участников конференции по данному поводу».

Константин Бурдин: «Вопросы, которые Вы поставили, актуальны для отрасли. Во-первых, доступ к ПО ограничивает его достаточно высокая стоимость. Во-вторых, в сервисных компаниях практически отсутствуют специалисты, которые могли бы грамотно управлять этим ПО и делать сложные расчеты. Кроме того, не все программы способны покрыть сложные задачи. Например, азотированную промывку в трехфазной системе в горизонтальной скважине не каждая программа считает корректно. Хотелось бы, чтобы такие мейджеры, как «Роснефть», выходили на рынок со своим ПО. Другое дело, что российский рынок достаточно небольшой и на нем работает всего порядка сотни колтюбинговых установок».

Павел Егоров, генеральный директор по России и странам СНГ, компания SHINDA: «Наша компания – производитель ГНКТ. У меня два предложения для аудитории. Первое. Тут неоднократно говорилось об усложнении операций, из чего следует, что сама гибкая труба может и должна усложняться. Наша компания готова предложить разработку специальных систем под конкретные скважины. Но без кооперации с заказчиками такая работа невозможна. Мы готовы приезжать к вам в офисы и обсуждать с техническими специалистами ваши потребности: какую нужно создать трубу и как она должна работать. Это длительные проекты,

Заказчики, перенимая передовой опыт, и в том числе опыт сланцевиков, будут увеличивать длину горизонтальных стволов, за счет чего сократится количество скважин, но вырастет стоимость скважино-операций.

Customers, adopting best practices, including the experience of shale workers, will increase the length of horizontal boreholes, thereby reducing the number of wells, but the cost of well operations.

Активно поддерживаю начинания ICoTA по обучению в области ГНКТ. I actively support ICoTA training in coiled tubing.

В сервисных компаниях практически отсутствуют специалисты, которые могли бы грамотно управлять ПО и делать сложные расчеты. Кроме того, не все программы способны покрыть сложные задачи.

In service companies there are practically no specialists who could competently manage software and make complex calculations. In addition, not all programs can cover complex tasks.

fields was raised. For CT, not only it is relevant, but just the movement on the roads is complicated. Legislation has become tougher, and we face great difficulties, we pay a lot of money. The solution, which could be here, is stand-by mode, but the customer saves and does not want to develop this area. Also a big problem is the lack of competent CT staff.

Inna Sakhipova, Head of Design and Development Department, Oil and Gas Company Kondaneft JSC, Rosneft Oil Company PJSC: This is my first time at this

conference. Thanks for the invitation. Thanks to all the speakers. As a representative of the geological service, I want to say that such conferences are needed to develop new technologies. Personally, as a specialist in geological and technical measures I can admit that the conference is very interesting for me.

Alexey Pestrikov, Manager of the Department of Scientific and Technical Development and Innovation of Rosneft PJSC: I would like to focus on the issue that has already been raised here, namely, the level of training of engineers who work in hydraulic fracturing

and, in particular, with CT. I have the opportunity to compare and, to be honest, what concerns CT, for some reason, things are worse. There are fewer engineering calculations, less discussion

of technical issues: how was the washout, what voltage there was, why did they get a puff, etc. Therefore, I actively support ICoTA training in coiled tubing. There are, alas, no normal courses that would give not just a description of the process, but also contain information about physical conditions (material stress, hydraulics, flows with suspensions, etc.). A discussion of such issues would be very useful for the entire CT industry.

The second most important issue is software. Do service companies have access to CT software and is the cost of this software affordable for them, do they have specialists who can use this software? We, at our company, reflect on these issues, work towards strengthening our institutions in the field of calculating tasks related to CT. The opinion of the conference participants on

рассчитанные на год-полтора. У нас уже есть успешный опыт сотрудничества с компаниями «большой четверки», и мы готовы сотрудничать с российскими потребителями.

Второе – это необходимость планирования. Рынок движется в направлении увеличения диаметра и длины ГНКТ. Соответственно, 66-я труба с толщиной стенки 5,5 мм, длиной 1000 м будет весить примерно 45–50 т. Чтобы доставить такую трубу из Китая на Ямал, потребуется разрешение, для подготовки которого нужно как минимум 2–3 недели. Кроме того, доставка трубы нередко занимает больше времени, чем ее производство. Очень часто важны сроки, за которые труба может быть поставлена, поэтому роль планирования, хотя бы среднесрочного, сложно переоценить. Я понимаю, что это напоминает плановую экономику эпохи социализма, но желательно, чтобы у нас был какой-то план, годовой или трехмесячный. Также мы готовы формировать складские позиции, но в кооперации с сервисными компаниями».

Камиль Каримов, директор по развитию бизнеса и новым технологиям ООО «Пакер Сервис»: «Мы хотели бы поделиться информацией. Одним из будущих направлений развития нефтегазового сервиса, на наш взгляд, станет видеофиксация – везде, где только можно: на устье скважины, в определенных точках. Такой посыл задал наш заказчик «Роснефть». Мы, естественно, оснастились и решили этот инструмент использовать в своих целях. Недавно мы оснастили видеокамерами последнюю колтюбинговую установку. В планах у нас и уже закуплено оборудование, и образован соответствующий офис. Мы будем вести мониторинг работ всех бригад в режиме 24/7, доступный также заказчику».

Олег Воин: «У нас в компании «ФракДжет-Волга» подобная система реализована уже давно. Работает ЦИТС – центральная инженерно-техническая служба, которая отслеживает действия персонала. Это дополнительный инструмент по минимизации



Павел Егоров
Pavel Egorov

Часто важны сроки, за которые труба может быть поставлена, поэтому роль планирования, хотя бы среднесрочного, сложно переоценить.

The timing for which the tubing can be delivered is important, so the role of planning, at least medium-term, is difficult to overestimate.

should work. These are long-term projects designed for a year and a half. We already have successful experience in working with the Big Four companies, and we are ready to cooperate with Russian consumers.

The second is the need for planning. The market is moving in the direction of increasing the diameter and length of the CT. Accordingly, the 66th CT with a wall thickness of 5.5 mm and a length of 1000 m will weigh about 45–50 t. To deliver such a tubing from China to Yamal, a permit is required, the preparation of which requires at least 2 or 3 weeks. In addition, the delivery of the CT often takes longer than its production. Very often, the timing for which the tubing can be delivered is important, so the role of planning, at least medium-term, is difficult to overestimate. I understand that this is reminiscent of the planned economy of the socialist era, but it is desirable that we have some kind of plan, annual or three month. We are also ready to form warehouse positions, but in cooperation with service companies.

Kamil Karimov, Director of Business Development and New



Инна Сахипова
Inna Sakhipova

аварийных ситуаций в режиме реального времени, который позволяет нам снизить количество аварийных ситуаций».

Константин Бурдин:

«Уважаемые коллеги, я благодарю всех участников за высказанные мнения и конструктивный диалог. В заключение я бы хотел поднять еще одну тему. Все мы сегодня пользуемся продуктами интеграции, самым характерным из которых является «Яндекс.

Такси». Почему сейчас сервисные компании не зарабатывают столько, сколько могли бы? Потому что загруженность их флотов не составляет 100%. Конечно, такие заказчики, как «Юганскнефтегаз», могут себе позволить законтрактовать

20 флотов и передвигать их по месторождению, при этом их загрузка будет близка к максимальной. Другие заказчики, такие как «НОВАТЭК», двигают их между своими дочерними обществами. А что, если контрактовать у вас будет единая интегрированная система, как это уже происходит с перевозчиками грузов, а уже в качестве субподрядчиков будут выступать сервисы

по колтюбингу, которые за счет этого увеличат утилизацию своих флотов? Условно говоря, они будут работать по вызову. Как вам видится такая система построения взаимоотношений? Будет ли это работать на колтюбинговом сервисе? Я имею в виду сейчас простые работы: промывки, освоение скважин, фрезерования – то, что занимает 95% рынка. Ведь если стандартный флот ГНКТ не делает шесть операций в месяц, то он становится нерентабельным. Поэтому и назрела такая идея. Понятно, что к такой системе присоединятся не все компании, но очевидно, что нескольким компаниям, предоставляющим колтюбинговые услуги, выгодно было бы объединиться под флагом одного интегратора. Предлагаю обсудить эту идею на страницах журнала «Время колтюбинга. Время ГРП».

Все мы находимся в рынке, и задача нашей дискуссии – подумать, как в этом рынке оставаться рентабельными, как работать эффективно. Только действуя сообща, мы сможем добиться эффективности и оставаться на плаву в рынке, который на сегодня сложился в России».

Аналитическая группа журнала
«Время колтюбинга. Время ГРП»

Одним из будущих направлений развития нефтегазового сервиса станет видеофиксация – везде, где только можно: на устье скважины, в определенных точках.

One of the future directions of the development of the oil and gas service, in our opinion, will be video recording – wherever possible: at the wellhead, at certain points.

Technologies, Packer Service LLC: We would like to share information. One of the future directions of the development of the oil and gas service, in our opinion, will be video recording – wherever possible: at the wellhead, at certain points. Such a message was delivered by our customer, Rosneft. Naturally, we were equipped and decided to use this tool for

our own purposes. Recently, we equipped with cameras the latest coiled tubing unit. We have plans, and we have already purchased equipment and set up an appropriate office. We will monitor the work of all teams 24/7, also available to the customer.

Oleg Voin: We at FrakJet-Volga have implemented such a system for a long time. CETS operates – a central engineering and technical service that monitors staff actions. This is an additional tool for minimizing emergencies in real time, which allows us to reduce the number of emergencies.

Konstantin Burdin: Dear colleagues, I thank all participants for their views and constructive dialogue. In conclusion, I would like to raise another topic. Today we all use integration products, for example Yandex Taxi. Why now service companies do not earn as much as they could? Because the load of their fleets is not 100%. Of course, customers such as Yuganskneftegaz can afford to contract

20 fleets and move them around the field, while their load will be close to maximum. Other customers, such as NOVATEK, move them between their subsidiaries. But what if you have a single integrated system to contract, as is already happening with freight carriers, and co-tubing services will act as subcontractors, which will increase the utilization of their fleets? Relatively speaking, they will work on call. How do you see such a relationship building system? Will it work on a coiled tubing service? I mean simple works now: washout, well development, milling – that occupies 95% of the market. After all, if the standard fleet of coiled tubing does not perform six operations per month, then it becomes unprofitable. That is why I have such an idea. It is clear that not all companies will join such a system, but it is obvious that several companies providing coiled tubing services would benefit from uniting under the flag of one integrator. I propose to discuss this idea on the pages of the journal.

We are all in the market, and the goal of our discussion is to think about how to remain profitable in this market, how to work efficiently. Only by acting together can we achieve efficiency and stay afloat in the market that has developed in Russia today.

Analytical Group of the Coiled Tubing Times



- 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

Технология повышения нефтеизвлечения из неоднородных карбонатных коллекторов с применением боковых горизонтальных каналов

Technology for Enhanced Oil Recovery from Heterogeneous Carbonate Reservoirs Using Lateral Horizontal Channels

Э.М. АБУСАЛИМОВ, Ф.З. ИСМАГИЛОВ, Р.Ф. ХУСАИНОВ, ПАО «Татнефть»;
Р.А. ТАБАШНИКОВ, Р.М. АХМЕТШИН, И.Н. АДЫЛГАРЕЕВ, ООО «ТаграС-РемСервис»

E.M. ABUSALIMOV, F.Z. ISMAGILOV, R.F. KHUSAINOV, Tatneft PJSC;
R.A. TABACHNIKOV, R.M. AKHMETSHIN, I.N. ADYLGAREEV, Tagras-RemService LLC

Рассматривается использование боковых горизонтальных каналов малого диаметра с точки зрения извлечения трудноизвлекаемых запасов из неоднородных плотных коллекторов. Освещены технологические решения, использованные в компании, проблемы, полученные при внедрении технологии, а также результаты применения и точки технологического роста.

В последние годы общий вектор разработки в ПАО «Татнефть» смещается в сторону месторождений, сложенных карбонатными породами, относящихся к категории трудноизвлекаемых с общей доля невовлеченных запасов 57%. Следует отметить, что текущие темпы отбора запасов не позволяют эффективно вырабатывать весь ресурсный потенциал карбонатов нижнего и среднего карбона – общая доля извлеченных запасов из карбонатов составляет всего 21% (рис. 1).

Процесс разработки данных пластов осложняется наличием естественных трещин, простирающихся в вертикальном направлении, отсутствием эффективной системы ППД и близким расположением водонасыщенных пластов, что в совокупности увеличивает риски прорыва пластовой воды, особенно при применении методов стимуляции пласта. Следует отметить, что для башкирского и турнейского ярусов характерно низкое пластовое давление (в среднем 50–30% от начального). Перечисленные факторы оказывают негативное влияние на коэффициент извлечения углеводородов и на продуктивность скважин.

Для решения задачи интенсификации притока нефти в этих условиях



Э.М. Абусалимов
E.M. Abusalimov

The paper discusses the application of small diameter lateral horizontal channels for production of hard-to-recover reserves from heterogeneous tight reservoirs. The paper describes technological solutions used in the Company, challenges encountered during the implementation, results of the application and milestones for technological growth.

In recent years, the focus of field development in Tatneft PJSC has shifted towards the carbonate reservoirs classified as hard-to-recover reserves with a total share of recoverable reserves of 57%. It should be noted that the current production rate does not allow for the efficient production of the entire resource potential of lower and middle Carbon period – the total share of reserves extracted from Carbon reservoirs is only 21% (Figure 1).

The process of development of these reservoirs is complicated by natural fractures extending in the vertical

широкомасштабное применение получили простые солянокислотные обработки, а в дальнейшем и более сложные селективные технологии, такие как циклические кислотные обработки с применением жидкостей-отклонителей. Важно подчеркнуть, что значительная доля карбонатных объектов разработки эксплуатируется с применением скважин с открытым горизонтальным окончанием, в которых многократные кислотные обработки со временем не приносят экономически обоснованных результатов и имеют недостаточную продолжительность эффекта (около 3–5 месяцев) (рис. 2).

Специалистами ПАО «Татнефть» и ООО «ТаграС-РемСервис» был основательно изучен опыт работ на месторождении и предложен пилотный проект бурения боковых каналов малого диаметра с последующей динамической стимуляцией.

Для реализации пилотного проекта выбраны следующие критерии применимости:

- обводненность продукции – не более 60%;
- балансовые запасы нефти – не менее 65 тыс. т;
- накопленный отбор нефти по скважине – не более 40 тыс. т;
- нефтенасыщенная толщина пласта – не менее 7,0 м;
- пластовое давление должно быть не менее 0,3 от начального;
- диаметр горизонтального открытого ствола скважины – не более внутреннего диаметра э/колонны;
- интенсивность набора угла (кривизна открытого ствола) – не более 6°/10 м.

Принцип бурения каналов достаточно традиционный: спускается клин-отклонитель, забуривается боковое ответвление, бурится боковой канал, очищается стенка породы от кольматантов (рис. 3).

По мере совершенствования технологических приемов и наработки опыта опробовано бурение каналов диаметром 68 мм с различным апсидальным углом, глубиной и количеством каналов в зависимости от целевой зоны с потенциальными запасами. Для очистки поверхности от частиц породы поверхность обрабатывалась кислотой.

Основной акцент в статье делается на аналитические зависимости взаимовлияния различных параметров и технологических приемов на результативность применения технологии.

В процессе тестирования различных технических приемов опробованы различные приемы создания каналов: от создания нескольких каналов небольшой длины (30–50 м) до единичных каналов длиной 100 м. Наилучшие результаты показал метод создания более протяженных каналов длиной около 100 м – прирост дебита составил +195% (рис. 4).

Важное значение с точки зрения

Доля остаточных извлекаемых запасов
Share of remaining recoverable reserves

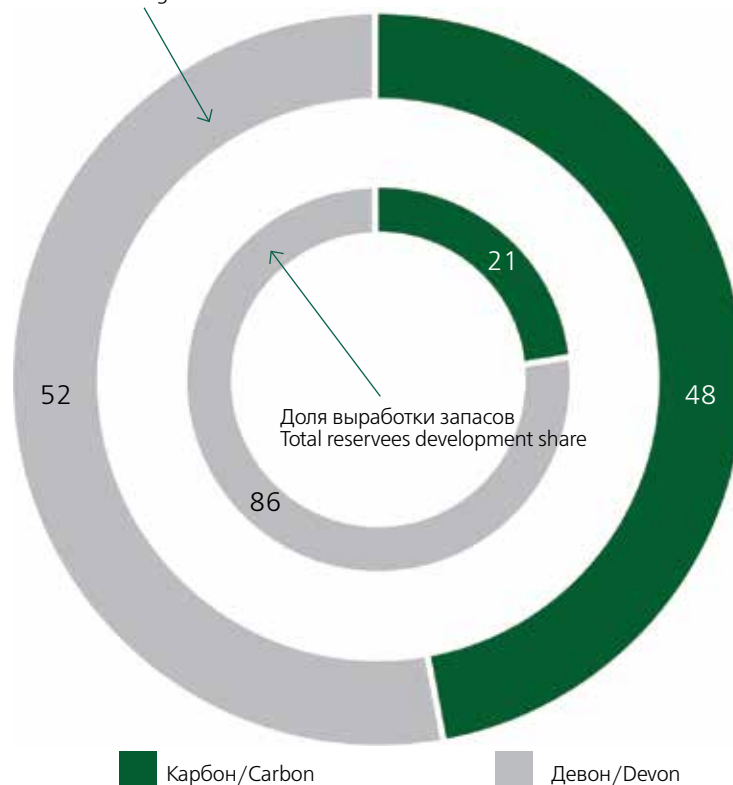


Рисунок 1 – Доля остаточных извлекаемых запасов и их доля выработки

Figure 1 – The share of remaining recoverable reserves and total reserves development share

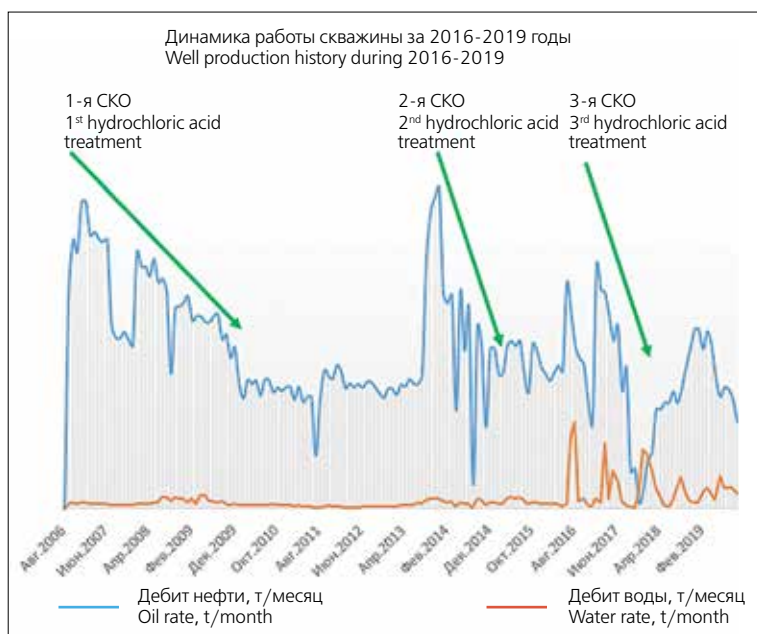


Рисунок 2 – Типовая продолжительность эффекта после солянокислотных обработок

Figure 2 – Typical effect duration after hydrochloric acid treatments

direction, the absence of an effective reservoir pressure maintenance system and the close proximity of water-saturated reservoirs. These factors increase the risk of reservoir water breakthrough, especially when using reservoir stimulation methods. It should be noted

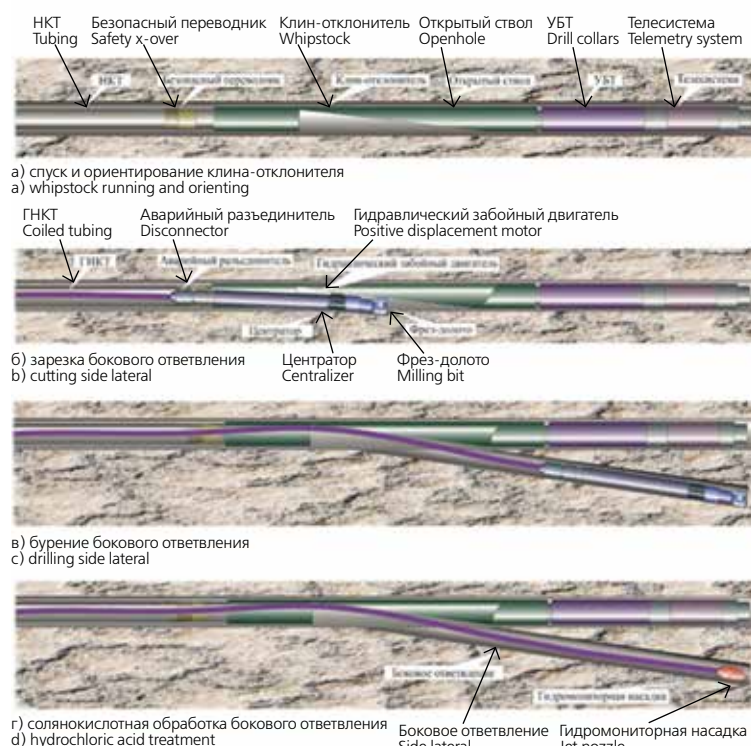


Рисунок 3 – Общий принцип создания протяженных каналов

Figure 3 – General principle of drilling long channels

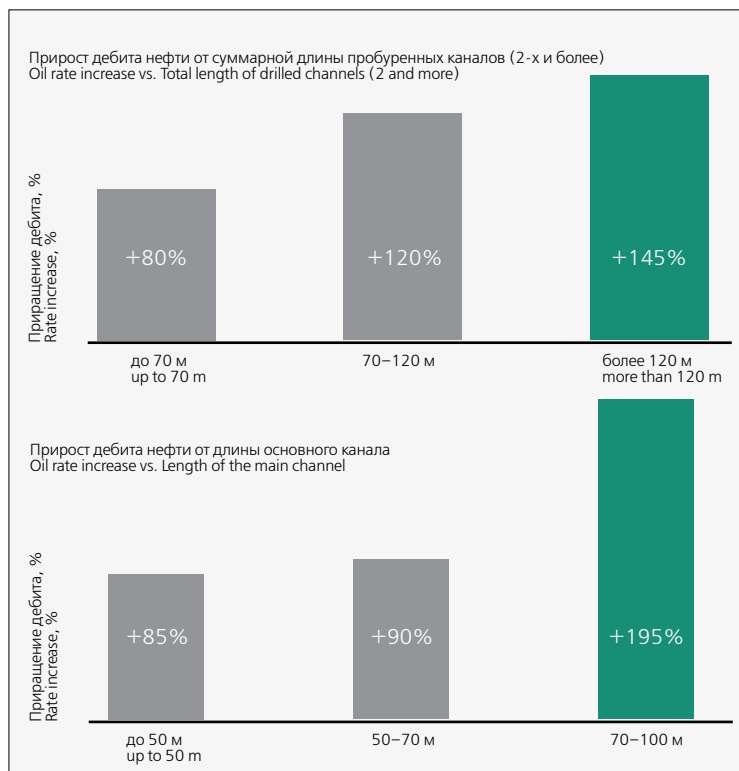


Рисунок 4 – Влияние длины пробуренных каналов на дебит

Figure 4 – Influence of the length of the drilled channels on the flow rate

результативности имеет полноценная очистка каналов от частиц выбуренной породы. Простая закачка кислоты в канал приносила на 40% меньший результат по сравнению с полноценной гидромониторной резкой при

that reservoirs in Bashkir and Tournai stages are characterized by low reservoir pressure (50–30% of the initial pressure on average). These factors have a negative impact on the hydrocarbon recovery rate and well productivity.

Widely used methods of enhanced oil recovery under these conditions include simple hydrochloric acid treatments and more complex selective technologies, such as cyclic acid treatments with diverter fluids. It should be stressed that a significant share of carbonate reservoirs is operated with wells with a horizontal openhole wellbore, in which multiple acid treatments over time are not commercially feasible with a short effect duration (about 3–5 months) (Figure 2).

Tatneft PJSC and Tagras-RemService LLC specialists have thoroughly studied the field experience and proposed a pilot project for drilling small diameter lateral channels with subsequent dynamic treatment.

The following applicability criteria have been selected for the pilot project:

- watercut is no more than 60%;
- commercial oil reserves – not less than 65 thousand tons;
- cumulative oil production from the well – no more than 40 thousand tons;
- oil-saturated layer thickness – not less than 7.0 m;
- reservoir pressure should be at least 0.3 from the initial;
- diameter of horizontal openhole shouldn't exceed internal diameter of production casing
- dog leg severity (openhole deviation) – no more than 6°/10 m.

The principle of channel drilling is quite conventional: the whipstock is lowered, the side lateral is drilled, the side channel is drilled, the rock wall is cleaned from bridging agents (Figure 3).

As the technological methods improved and experience gained, drilling of 68 mm diameter channels with different apsidal angle, depth and number of channels was tested depending on the target zone with potential reserves. To clean the surface from rock particles, the surface was treated with acid.

The primary focus in the article is on analytical dependencies of mutual influence of various parameters and technological methods on the efficiency of technology application.

During testing various technical methods, different methods of channels drilling have been tested: from several channels of small length (30–50 m) to single channels of 100 m length. The method of drilling longer channels with the length of about 100 m showed the best results – the debit growth rate was +195% (Figure 4).

Efficiency wise, it is important to perform complete cleaning of the channels from the drilled rock particles. Simple acid injection into the

высоком давлении в пробуренном канале (рис. 5). При этом с увеличением удельных объемов кислоты с $0,04 \text{ м}^3/\text{м}$ до $0,2 \text{ м}^3/\text{м}$ и глубины воздействия «резанием» породы наблюдался значительный прирост притока нефти.

Также важным фактором является отклонение канала от основного ствола. Небольшой суммарный отход забоя нового канала (до 5 м) дает незначительный результат по сравнению с каналами, имеющими отход 5 м и более. Разница в увеличении прироста дебита нефти составляет соответственно +95% и +180%.

За три года за счет оптимизации параметров каналов и режимов гидромониторного воздействия, создания каналов с забоя и управления траекторией достигнуто снижение операционных затрат на 19% при планомерном увеличении результативности геолого-технического мероприятия (рис. 6).

Благодаря одновременному использованию комбинации разных технологических приемов достигнуты хорошие результаты в сложных геологических условиях.

Потенциальными точками роста для технологии авторы представляют:

- компоновки бурения, управляемые в реальном времени;
- увеличение отхода от основного ствола;
- бурение каналов с забоя скважин;
- вариации режимов гидромониторного воздействия;
- повышение надежности оборудования;
- предотвращение колюматации основного ствола;
- бурение с аэрацией.

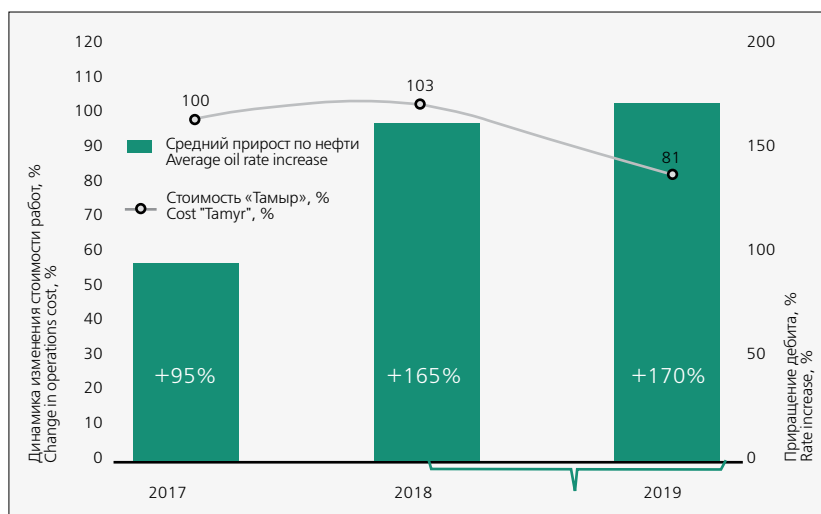


Рисунок 6 – Снижение операционных затрат
Figure 6 – Reduction of operational costs

Данный проект был реализован на 26 скважинах, эксплуатирующих башкирский и турнейский ярусы. По результатам проведенных работ технология включена в регулярную производственную программу. ☉

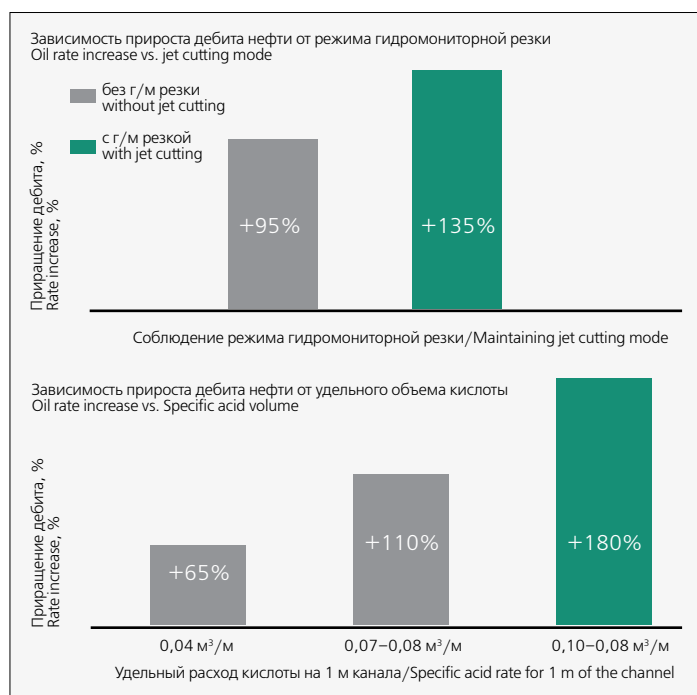


Рисунок 5 – Влияние гидромониторной обработки каналов
Figure 5 – Effect of channels jet treatment

channel resulted in 40% lower output as compared to full jet cutting at high pressure in the drilled channel (Figure 5). At the same time, increase in specific acid volumes from $0.04 \text{ м}^3/\text{м}$ to $0.2 \text{ м}^3/\text{м}$ and the depth of rock "cutting" resulted in a significant increase in oil flow rate.

Also, an important factor is the deviation of the channel from the main bore. A small total drilling reach of the new channel (up to 5 m) provides insignificant result in comparison with the channels with the drilling reach of 5 m and more. The difference in oil flow rate increase is +95% and +180%, respectively.

For three years optimization of channels parameters and jet cleanout modes, drilling channels from a bottom-hole and drilling steering resulted in reduction of operational costs by 19% with the planned increase of efficiency of well interventions (Figure 6).

Simultaneous application of different technologies provided positive results in difficult geological conditions.

The following potential growth drivers for the technology are considered:

- drilling bottomhole assemblies that can be controlled in real time;
- extension of the drilling reach;
- channel drilling from the bottomhole;
- variations in jet cleanout modes;
- increased equipment reliability;
- prevention of bridging of the main bore;
- drilling with air cutting.

This project was implemented in 26 wells producing from the Bashkir and Tournai stages reservoirs. Based on the results of the performed operations, the technology is included in the regular production program. ☉

Упрощенный подход к операции цементирования скважины как к «проекту»

A Simplistic Thought on Well Cementing Operation as a “Project”

Годвин Чидибере НВАФОР, координатор по внутрискважинным работам, «Галф Марин Сервисез» (GMS); Абу-Даби, Объединенные Арабские Эмираты (ОАЭ), степень бакалавра (химическая технология) и кандидата наук (проектирование трубопроводов)

Godwin Chidiebere NWAFOR, Well Services Coordinator; Gulf Marine Services (GMS), Abu Dhabi, United Arab Emirates (UAE); Higher National Diploma (HND) – Bachelor's Degree Equivalent (Chemical Engineering) & Post Graduate Diploma (Piping Design Engineering)

В настоящее время Годвин Чидибере Нвафор работает в компании «Галф Марин Сервисез» (GMS) в Абу-Даби, Объединенные Арабские Эмираты, в качестве координатора по внутрискважинным работам. Он – основное связующее звено между GMS, заказчиком и субподрядчиками на самоподъемных баржах по любым операционным или договорным вопросам, обеспечивает качественное и эффективное выполнение работ по планированию, выполнению и оценке внутрискважинных работ (строительство скважин, внутрискважинные работы и КРС) для заказчиков компании GMS на Ближнем Востоке. Ранее Годвин занимал должность полевого супервайзера (консультанта по услугам ГНКТ и закачки под давлением) и предоставлял консультационные услуги для компании «Нэшнл Петролеум Сервисез» (NPS) в Саудовской Аравии в следующих направлениях: операции по закачке под давлением, кислотные обработки на ГНКТ, управление проектами, координация 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 проработал 6 лет в компании «Шлюмберже» в Нигерии. Сначала на позиции полевого специалиста 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 г. 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 г. 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 г. Итанагар, Индия. Также Годвин окончил программу консультантов по устойчивому развитию в Университете Джорджия Саутерн (США) в 2016 году.

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 currently works for Gulf Marine Services (GMS), based in Abu Dhabi, United Arab Emirates (UAE) as a Well Services Coordinator (WSC) where he is the main link between GMS, client and sub-contractors on board GMS' jack-up barges for all well services operational and contractual issues. He provides service delivery and operational excellence in the planning, wellsite execution and evaluation of well services operations (well construction, well intervention and workover) for GMS' Middle Eastern clients. Godwin previously

was an Oilfield Engineering Supervisor (Coiled Tubing & Pressure Pumping Consultant) consulting for National Petroleum Services (NPS) in Saudi Arabia in the areas of pressure pumping operations, acid stimulation through coiled tubing, project management, service coordination and wellsite supervision. Prior to this, he spent 2 years as an Oilfield Consultant in Nigeria working on well cementing operations and pressure pumping services for various clients. Initially, Godwin spent 6 years with Schlumberger Plc. in Nigeria working firstly as a Well Services Field Specialist providing wellsite supervision and execution of well cementing operations and pumping services on land, swamp, off-shore and deep-water rig installations; and later on as an Operations Service Coordinator for the Well Services Operations Planning Center (OPC) based in Port Harcourt Nigeria providing asset planning, inventory control, field and operations support for Cementing Services in the Schlumberger NGA GeoMarket.

Godwin earned a Higher National Diploma – HND (US Bachelor's 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. He also earned the Sustainability Advisor Certificate Program from Georgia Southern University, USA 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); Corporate Member (MNATE) – Nigerian Association of Technologists in Engineering (NATE); 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

Как правило, цементирование скважины рассматривается как единичная операция. Однако успешность цементирования напрямую влияет на производительность скважины и конечный коэффициент извлечения нефти и газа. Известно, что цементирование является критически важным этапом жизненного цикла любой скважины, поскольку именно цементирование обеспечивает устойчивость ствола скважины во время бурения, заканчивания, добычи, внутрискважинных работ, КРС и консервации скважины. Зачастую цементирование рассматривается «с точки зрения операции», а не «с точки зрения проекта». С одной стороны, для выполнения временных проектов перед персоналом ставятся уникальные задачи для достижения определенных целей. С другой стороны, операции обеспечивают долговременное и бесперебойное функционирование компании и предоставление услуг согласно заданному плану.

Сравнение проектной и операционной деятельности

Согласно определению Института проектной деятельности (PMI), «*проект – это временная деятельность, направленная на создание уникального продукта, услуги или результата*» (руководство по основам проектной деятельности, 2013).

Проектная деятельность является **уникальной**. Операционная деятельность не является уникальной. Фактически именно по этой причине организации и команды составляют руководства и процедуры для выполнения одинаковых рутинных работ.

Проект является **временной** деятельностью с определенной датой начала и конца работ, определенным объемом работ и ресурсами. Проекты являются разовыми, они существуют временно. У проектов есть этапы начала работ, выполнения работ и завершения работ. Проект заканчивается либо при выполнении поставленных задач, либо в случае, если поставленные задачи теряют актуальность, либо при отсутствии денежных/временных ресурсов. С другой стороны, операционная деятельность выполняется все время (хотя иногда она может быть сопряжена с большими осложнениями, что может привести к ее полной остановке) и продолжается в течение длительного времени.

Как правило, проекты сопряжены с большим количеством неопределенных **рисков**. При операционной деятельности уже имеется опыт преодоления возникающих осложнений, которые уже зафиксированы в руководствах и процедурах. Таким образом, количество рисков в операционной деятельности значительно меньше.

Проекты ориентированы на выполнение поставленных задач, в то время как операционная деятельность направлена на достижение определенных измеримых показателей. Конечной целью проекта является выполнение пула задач, которые приведут к определенному состоянию в будущем. **Фокус** операционной деятельности сосредоточен на выполнении ключевых показателей эффективности.

Introduction

Even though well cementing operation is often viewed as a one-time event, its success is fundamental to the overall well performance and total hydrocarbon recovery of any oil and gas well. It is a known fact that cementing operation is a critical phase in the entire lifecycle of every oil and gas well since it provides and maintains wellbore integrity and stability during the drilling, completions, production, stimulation/enhancement, workover and abandonment of an oil and gas well. Most often, well cementing operations are viewed from the “*operation perspective*” rather than the “*project perspective*”. Projects are temporary and unique initiatives created to achieve a specific objective for an organization. Operations on the other hand ensure a business or an entity continues to operate as expected and continue to provide its services without discontinuity or issues.

Projects vs Operations

According to the Project Management Institute (PMI), “*a project is a temporary endeavor undertaken to create a unique product, service or result*”. (A Guide to the Project Management Body of Knowledge, 2013)

Project work is unique. Operations work is not unique. In fact, because of that, organizations and teams create operational procedures to handle similar repetitive work.

A project is **temporary** in that it has a defined beginning and end in time, and therefore defined scope and resources. Projects are one offs – they exist for a temporary duration. They are initiated, and then they exist for a period of time and then completed, closed and done with. A project will be finished when its objectives are met or are no longer valid, and/or it runs out of time/money. While operations on the other hand are created with the intention of being there forever (while from time to time they also could transform into something very different or cease to exist completely), and they exist for a long time.

Projects generally involves dealing a lot of unknowns (**risks**). Operations deal with things that have been dealt with in the past and thus have an operational procedure. Thus, the amount of risk associated with operations is relatively less.

Projects tend to be more objective-focused, while operations are metrics-focused. End-goal of projects are to ensure a set of objectives related to the future state is met. On the operations-side, the **focus** is to meet key-performance indicator targets.

Well Cementing as a “Project”

By analogy, every well cementing operation is a project because:

Подход к цементированию скважины как к «проекту»

По аналогии каждая операция по цементированию скважины является проектом по следующим причинам:

1. Цементирование – это временная деятельность с определенной датой начала и конца работ, определенным объемом работ, задачами и требованиями к ресурсам.
2. Каждая операция по цементированию уникальна со своим набором задач для выполнения цели.

Согласно М. Экономидесу (1990), **цементирование скважины – это процесс закачки цемента в затрубное пространство между стволом скважины и обсадной колонной либо в затрубное пространство между двумя обсадными колоннами.** Хотя основной задачей цементирования является изоляция определенных интервалов, следует отметить, что, согласно опыту полевых работ, для различных обсадных колонн назначение и задачи цементирования отличаются. В том числе отличаются и основные риски. Таблица 1 показывает, что при цементировании кондуктора с устья скважины, направления, промежуточной обсадной колонны и хвостовика происходит изменение рисков, что позволяет прийти к выводу, что каждую операцию по цементированию следует считать **уникальной, временной, направленной на выполнение определенных задач и решение** определенных рисков.

1. It is a temporary endeavor that has defined beginning and end in time, with defined scope, objectives, and resources requirements.
2. Every cementing operation is unique with specific set of tasks designed to accomplish an objective(s).

According to Economides, M. (1990), **cementing operations involve the process of introducing cement to the annular space between the well-bore and casing or to the annular space between two successive casing strings.** Even though the achievement of zonal isolation is the most important function of cementing operation, it is also noteworthy from the design and field operations experience that across the different casing strings in the well architecture, the functions and objectives of well cementing differ, including the common cementing design risks and considerations. Table 1 below will show that as we move from the conductor casing, through the surface and intermediate casing strings up to the production liner, the common cementing design risks and considerations changes, thereby making a case to view every well cementing operation as a **unique, temporary, focused, and risk-inherent** undertaking.

Таблица 1 – Типоразмеры обсадных колонн, задачи цементирования, основные риски
Table 1 – Casing Size, Characteristics & Cementing Objectives, and Common Cementing Design Risks & Considerations

Тип обсадной колонны Casing Type	Типоразмеры обсадных колонн Typical Casing Size	Параметры и задачи цементирования скважин Characteristics and Cementing Objectives	Основные риски и соображения при цементировании скважин Common Cementing Design Risks and Considerations
Кондуктор Conductor casing	609,6 мм 24"	<p>Кондуктор служит для поддержки при бурении, для возврата бурового раствора на поверхность во время бурения и цементирования, а также для предотвращения разрушения пород вблизи устья скважины. Также кондуктор обеспечивает защиту от газа, залегающего на малых глубинах. Кондуктор всегда цементируется либо до устья, либо до уровня дна моря на морских месторождениях. Как правило, на кондуктор устанавливается колонная головка обсадных колонн. На кондуктор устанавливается превентор либо другое устьевое оборудование.</p> <p>The conductor casing serves as a support during drilling operations, to flowback returns during drilling and cementing of the surface casing, and to prevent collapse of the loose soil near the surface. It also protects against shallow gas. It is always cemented to the surface or to the mudline in offshore wells. This is usually the string onto which the casing head is installed. A diverter or a blowout prevention (BOP) stack may be installed onto this string</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Риски на малых глубинах (интервалы газа или воды). • Поглощения. • Потеря устойчивости ствола скважины. • Максимально допустимое давление подвески хвостовика. • Низкая проницаемость/окна в обсадной колонне. • Высокие объемы затрубного пространства. • Отношение объемов компоновки низа колонны и шурфа. • Shallow Hazards (gas or water flow zones) • Lost Circulation • Hole Stability • Liner hanger pressure restrictions • Narrow pore/frac windows • Large annular volumes • Volume ratio of shoe track and rathole

<p>Направление (первая обсадная колонна) Surface casing</p>	<p>473,1 мм 18 5/8"</p>	<p>Направление служит для изоляции водоносных горизонтов и их защиты от загрязнения во время бурения и заканчивания. Направление обеспечивает защиту от выбросов, изолирует водоносные песчаники, а также обеспечивает защиту от поглощений.</p> <p>К направлению выставляются наиболее строгие требования по охране окружающей среды. В такие требования может входить глубина направления и качество цемента.</p> <p>Также направление зачастую обеспечивает достаточную прочность для бурения в промежуточных зонах высоких давлений. Как правило, направление цементируется либо до устья, либо до уровня дна моря на морских месторождениях.</p> <p>The purpose of surface casing is to isolate freshwater zones so that they are not contaminated during drilling and completion. Surface casing is set to provide blowout protection, isolate water sands, and prevent lost circulation.</p> <p>Surface casing is the most strictly regulated due to these environmental concerns, which can include regulation of casing depth and cement quality.</p> <p>It also often provides adequate shoe strength to drill into high-pressure transition zones. It is typically cemented to the surface or to the mud-line in offshore wells.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Перепад температур по цементному столбу. • Высокий объем цемента. • Эквивалентная циркуляционная плотность. • Возможные риски, связанные с малой глубиной. • Отношение объемов компоновки низа колонны и шурфа. <ul style="list-style-type: none"> • Cement column temperature differential • Large cement volume to be pumped • Equivalent Circulating Density (ECD) considerations • Potential shallow hazards • Volume ratio of shoe track and rathole
<p>Промежуточная колонна Intermediate</p>	<p>346,1 мм 13 5/8"</p>	<p>Как правило, промежуточная колонна устанавливается в промежуточных зонах перехода от номинального давления к аномально высокому либо к аномально низкому. Промежуточная колонна служит для укрепления неустойчивых участков ствола скважины, интервалов поглощений, интервалов низкого давления и продуктивных интервалов.</p> <p>This casing is often set in the transition zone from normal to abnormal pressure. Intermediate casing is set to isolate unstable hole sections, lost-circulation zones, low-pressure zones, and production zones</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Образование отложений солей. • Поглощения. • Высокие объемы цемента. • Отношение объемов компоновки низа колонны и шурфа. <ul style="list-style-type: none"> • Salt formation considerations • Lost circulation • Large cement volumes • Volume ratio of shoe track and rathole • Salt formation considerations • Oil-Based Mud (OBM) & Synthetic-Based Mud (SBM) displacement • Lost Circulation • Large cement volumes • Annular Pressure Buildup (APB) potential • Recommended improved practice to hang liner above salt zone
<p>Эксплуатационная колонна Production casing</p>	<p>250,8 мм 9 7/8"</p>	<p>Эксплуатационная колонна цементируется выше продуктивных интервалов. Служит для дополнительной поддержки при креплении забойного оборудования, а также для защиты от спиралевидного скручивания обсадных колонн. Этап цементирования эксплуатационной колонны является критически важным.</p> <p>It is cemented far enough above the producing formations to provide additional support for subsurface equipment and to prevent casing buckling. A good primary cement job is very critical for this casing string.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Образование отложений солей. • Буровые растворы на нефтяной и продавочные жидкости на синтетической основе. • Поглощения. • Высокие объемы цемента. • Повышение давления в затрубном пространстве. • Хвостовик рекомендуется подвешивать в зоне выше интервалов отложения солей. <ul style="list-style-type: none"> • Salt formation considerations • Oil-Based Mud (OBM) & Synthetic-Based Mud (SBM) displacement • Lost Circulation • Large cement volumes • Annular Pressure Buildup (APB) potential • Recommended improved practice to hang liner above salt zone

Хвостовик Production Liners	177,8 мм 7"	<p>Хвостовик – это обсадная колонна, которая устанавливается не с устья скважины, а подвешивается в материнской обсадной колонне. Хвостовик используется для сокращения затрат, повышения качества гидравлической связи при бурении глубоких скважин. Хвостовик устанавливается в колонне большего диаметра выше по стволу скважины, что снижает растягивающую нагрузку на буровой станок.</p> <p>Как правило, хвостовик цементируется по всей длине.</p> <p>Основным недостатком хвостовика являются возможные осложнения при обеспечении герметичности при продавке цемента через зону перекрытия хвостовика обсадной колонны.</p> <p>Liner is a casing string that does not extend back to the wellhead, but is hung from another casing string. Liners are used instead of full casing strings to reduce cost, improve hydraulic performance when drilling deeper, allow the use of larger tubing above the liner top, and not represent a tension limitation for a rig.</p> <p>Liners are typically cemented over their entire length.</p> <p>A major disadvantage is the occasional difficulty in effecting a pressure seal by squeeze cementing the casing-liner overlap zone.</p>	<ul style="list-style-type: none"> Пластовые перетоки. Высота подъема цемента определяется исходя из нормативных требований. Fluid Migration TOC (Top of Cement) will be dictated by Government/Legal requirements
--------------------------------	----------------	---	--

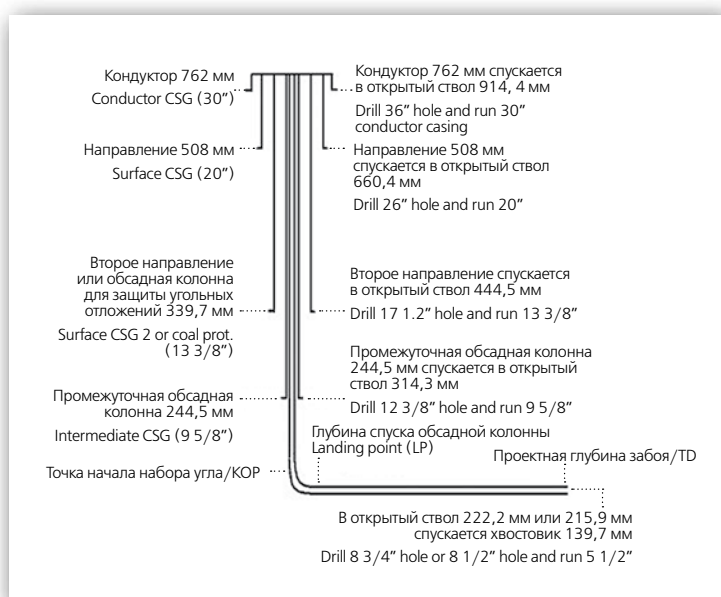


Рисунок 1а – Типоразмеры обсадных колонн для горизонтальных скважин

Figure 1a – Typical Casing Diameter for a Borehole (Horizontal Well)

Закключение

Исходя из табл. 1, рис. 1а и рис. 1б, совершенно очевидно, что каждая операция по цементированию уникальна, у каждой операции свой набор задач, операционных рисков и других параметров. Таким образом, можно сделать вывод о том, что каждую операцию по цементированию можно рассматривать как проект и что нет ни одной одинаковой операции по цементированию. ☺

ЛИТЕРАТУРА/REFERENCES

1. A Guide to the Project Management Body of Knowledge (PMBOK Guide). (2013). 5th ed. Newtown Square, Pennsylvania: Project Management Institute, Inc.
2. Economides, M. (1990). Well Cementing. (E. B. Nelson, Ed.) Sugar Land, Texas: Schlumberger Educational Services.
3. Eric, E. (2013). Analysis of Current Cementing Procedures Employed in the US Outer Continental Shelf: Optimized Methods. REN0146. CSI Technologies
4. Petroleum Engineering Handbook, Volume II: Drilling Engineering. Society of Petroleum Engineers. 2007. pp. 287–288.

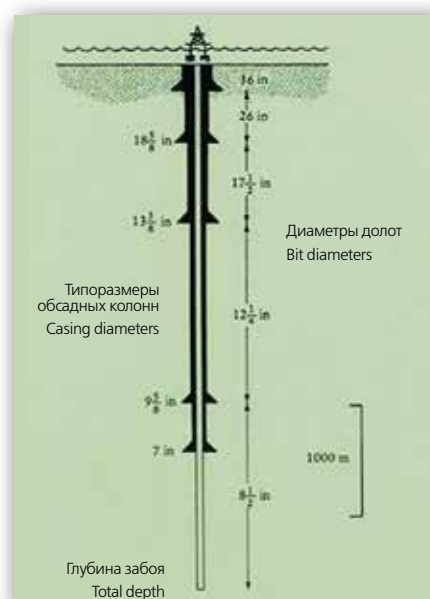


Рисунок 1б – Типоразмеры обсадных колонн для вертикальных скважин

Figure 1b – Typical Casing Diameter for a Borehole (Vertical Well)

Conclusion

From Table 1, Figure 1A and 1B above, it is very clear that each and every casing cement job is different and distinctive with different sets of design objectives, operational risks and considerations. This creates the uniqueness expected of every project, and corroborates the fact that no single cement job is exactly the same. ☺

கஜலர்டு

coiltees

კოლიტექი

वेहिलटेक

կոշկեղեն



WWW.COILTEC.RU | CTS@COILTEC.RU

코일

koilтек



ПРОДАВЕЦ ПЕРЕВОЗКА ТЕРМИНАЛ ТАМОЖНЯ СТРАХОВАНИЕ ТЕРМИНАЛ ТАМОЖНЯ ПЕРЕВОЗКА ПОКУПАТЕЛЬ

РАСХОДЫ

РИСКИ

ДОКУМЕНТЫ

ОБОРУДОВАНИЕ | ЗАПЧАСТИ ГНКТ

КоилТек

فل مکت

コイルテスト

Цоилтец

कोइलटेक



1 ONLINE
ИНТЕРНЕТ
МАГАЗИН



Тезисы докладов, представленных на 20-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы»

Proceedings of the 20th International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference

Будущее российского нефтесервисного рынка, включая его сегменты – колтюбинг и ГРП

В.А. КРАВЕЦ, RPI Research & Consulting

Докладчик перечислил факторы, которые учитывались при составлении прогнозов, в том числе прогнозов количества нефтесервисных операций с разбивкой по сегментам рынка. Были представлены базовый, пессимистический и оптимистический сценарии добычи нефти в РФ на период до 2030 года и прогноз добычи по типам месторождений (старые, новые, ТРИЗ, шельф). Дана ретроспективная динамика нефтесервисного рынка РФ в 2005-2018 годах с указанием его основных драйверов в этот период и прогнозная динамика этого рынка на 2019-2030 годы.

В прогнозе в качестве причин роста объема рынка выделены:

- увеличение числа нефтесервисных операций;
- рост стоимости операций вследствие их усложнения, например, в сегменте ГРП вследствие возрастания числа операций МГРП и увеличения числа их стадий или сложности операций КРС;
- инфляционные процессы.

По сравнению с 2018 годом состав пятерки крупнейших сегментов нефтесервисного рынка изменится. Наибольший прогресс ожидается в сегментах сопровождения бурения и ГРП.

Была представлена динамика объема рынка колтюбинга в 2007-2018 годах. Наибольший рост в этот период продемонстрировал сегмент операций при ГРП и МГРП (+46,0 млрд руб.), обеспечивший 64,9% роста рынка колтюбинга.

Самый дорогой и объемный в денежном выражении сегмент операций с ГНКТ – это операции ГРП, включая МГРП на новых скважинах. Его объем в 2018 году составил 48,3 млрд руб. (60,8%).

В настоящее время структура рынка основных колтюбинговых операций выглядит так:

- обработка ПЗП скважины и вызов притока (без учета ГРП);
- подготовительные работы к ГРП, освоение



Вадим КРАВЕЦ
Vadim KRAVETS

The Future of the Russian Oilfield Services Market including Coiled Tubing and Fracturing Segments

Vadim KRAVETS, RPI Research & Consulting

The speaker listed the factors that were taken into account when making the forecasts, including forecasts of the number of oilfield operations by market segment. The baseline, pessimistic

and optimistic scenarios of oil production in the Russian Federation for the period until 2030 and the forecast of production by type of oilfield (mature, new, yard-to-recover reserves, offshore) were presented. The speaker provided retrospective dynamics of the oilfield services market of the Russian Federation in 2005-2018, indicating its main drivers during this period and the forecast of the market for 2019-2030.

Forecast includes the following factors driving the possible growth of the market:

- Increase in the number of oilfield services operations;
- Higher price of such operations due to increased complexity (e.g., in the fracturing segment – increase in the number and complexity of fracking stages, or more complicated workover operations);
- Inflation.

Compared to 2018, there will be a change in the composition of the five largest segments of the oilfield services. The greatest progress is expected in the segments of drilling and hydraulic fracturing.

The dynamics of the coiled tubing market volume in 2007-2018 was presented. The largest

- скважины после ГРП;
- подготовка скважины к ЗБС, освоение после ЗБС;
- подготовка к эксплуатации и ремонт нагнетательных скважин/освоение вновь пробуренных скважин;
- прочие виды работ КРС;
- операции при ГРП и МГРП;
- операции при бурении и ЗБС.

Наибольшую долю рынка колтюбинга в физическом выражении составляют операции при КРС (71,2%), при этом в денежном выражении они составляют лишь 35,2%. Обратная картина наблюдается в сегменте ГРП и МГРП. В физическом выражении их доля составляет 26,8%, тогда как в денежном выражении этот сегмент первенствует – 60,8%.

Рынок колтюбинга обладает значительным потенциалом роста к 2030 году – 248% в денежном выражении. Рост будет обусловлен увеличением количества операций и себестоимости отдельных операций в связи с повышением технологической сложности. Однако в связи с появлением ряда российских производств ГНКТ ожидается сдерживание стоимости операций.

В 2006–2018 годах крупнейшим сегментом рынка ГРП являлись операции одностадийного ГРП на переходящем фонде скважин, которые составили 49,7% рынка в физическом выражении. В 2018 году объем рынка вырос по сравнению с 2017 годом на 29,2% и составил 133,1 млрд рублей. Этот рост был связан в первую очередь с увеличением количества операций МГРП, которые стали более технологически сложными и дорогостоящими.

Ожидается, что с 2019 по 2030 год рынок ГРП будет расти на 13% в год и достигнет к концу периода 577,3 млрд рублей.

Основным драйвером роста станет сегмент МГРП, который уже превзошел в совокупном объеме рынка одностадийные операции ГРП, а к 2020 году его доля в денежном выражении возрастет до 81,4%. Это будет обусловлено ростом технологической сложности и себестоимости операций ГРП.

Перспективные направления развития колтюбингового оборудования от СЗАО «ФИДМАШ»

Ю.В. БЕЛУТИН, СЗАО «ФИДМАШ»

Можно смело констатировать рост интереса к оборудованию для работы с ГНКТ от 44,45 мм до 60,3 мм с длиной от 5500–6000 м и более. Рассматриваются два направления – установки, смонтированные на одном шасси и на нескольких шасси.

Представлена модернизированная установка класса МК30Т-50 на шасси МЗКТ с увеличенной грузоподъемностью шасси, что позволит разместить на узле намотки 26 т ГНКТ. Также представлено шасси класса МК30Т-50 на шасси Tatra, что позволит разместить на узле намотки до 6000 м ГНКТ диаметром 44,45 мм и массой 26 т.

Представлены варианты модульных колтюбинговых комплексов, размещенных на шасси и полуприцепе с тягачом, как в транспортном габарите 4 м и

growth during this period was demonstrated by the hydraulic fracturing and multi-fracturing operations segment (+46.0 billion rubles), which accounted for 64.9% of the coiled tubing market growth.

The most expensive and money-intensive segment of CT operations is hydraulic fracturing market, including multi-stage fracturing in new wells. Its volume in 2018 amounted to 48.3 billion rubles (60.8%).

Currently, the market structure for the main coiled tubing operations looks as follows:

- Bottomhole area treatment and well stimulation (excluding fracking);
- Preparation for fracturing, well stimulation after fracturing;
- Preparing well for sidetracking, well stimulation after sidetracking;
- Preparing for operation and repair of injection wells / stimulation of newly-drilled wells;
- Other types of workover operations
- Fracturing and multi-stage fracturing operations;
- Drilling and sidetracking operations.

The largest share of CT market in physical terms accounts for workover operations (71.2%), while in monetary terms their share is only 35.2%. The opposite picture is observed in the segment of hydraulic fracturing and multi-stage hydraulic fracturing. In physical terms, its share is 26.8%, while in monetary terms this segment is a leader – 60.8%.

Coiled tubing market has significant growth potential by 2030 – 248% in monetary terms. The growth will be stipulated by an increase in the number of operations and the cost of individual operations due to increase in technological complexity. However, due to the emergence of a number of Russian coiled tubing manufacturers, cost of operations is expected to be contained.

In 2006–2018 the largest segment of the hydraulic fracturing market was single-stage hydraulic fracturing operations on the current declining well stock, which comprised 49.7% of the market in physical terms. In 2018, the market volume grew by 29.2% compared to 2017 and amounted to 133.1 billion rubles. This growth was primarily associated with an increase in the number of multi-stage fracturing operations, which became more technologically sophisticated and expensive.

It is expected that between 2019 and 2030 the hydraulic fracturing market will grow by 13% per year and will reach 577.3 billion rubles by the end of the period.

Multi-stage fracturing operations will become the main driving force of growth; it has already surpassed single-stage hydraulic fracturing operations in the total market volume, and by 2020 its share in monetary terms will increase to 81.4%. This will be due to the increase in technological complexity and cost of hydraulic fracturing operations.

нагрузкой по осям не более 7,5 т на каждую ось для ГНКТ 44,45 и 50,8 мм (что соответствует правилам перевозки грузов автомобильным транспортом в РФ по габаритным размерам и нагрузкам на оси и не требует дополнительного согласования на проезд и оплату за «перевес»), так и для ГНКТ 50,8 мм и 60,3 мм с изменяемым клиренсом у полуприцепа, на котором размещен узел намотки ГНКТ.

Были рассмотрены новые направления по азотному оборудованию и автоматизации колтюбинговых установок.

На пути к спящему дракону

*Максим НОВИКОВ, В.В. ДМИТРУК, В.В. ВОРОБЬЕВ,
И.Р. МУХАМЕТШИН, С.А. ЗАВЬЯЛОВ, И.С. ШМАРИН,
«Шлюмберже»*

Данный доклад описывает совместное применение подземного оборудования, работ по интенсификации пласта и ГНКТ для разработки Турона, пласта который в будущем может дать толчок к развитию рынка в России. Запасы Турона составляют 1,1 триллиона кубических метров газа (что приблизительно равно 50% доказанных запасов газа Канады, согласно отчету BP в 2017 году). Существуют ли решения для извлечения углеводородов из пласта, представляющего собой неконсолидированный песчаник с пластовой температурой 15 °C? Имеется ли опыт селективной добычи и заканчивания горизонтальных скважин, обеспечивающего предотвращение миграции песка из пласта без использования системы Gravel pack? Как и за счет чего компания-оператор получает выгоду от разработки нового резервуара на brown fields?

Необходимо отметить взаимодействие с заказчиком на протяжении более чем 12 месяцев: обзор существующих систем заканчивания, проведение технических совещаний, разработку дизайнов ГРП и лабораторных исследований. Таким образом, редко используемое устройство контроля притока с универсальными песчаными фильтрами-экранами и подземным оборудованием для селективного стимулирования стало основой технического решения. Ключевым элементом развития горизонтальных скважин Турона стало применение жидкости ГРП (на водной и углеводородной основах) в тандеме с технологией заканчивания для мультистадийного ГРП с применением сдвижных муфт, управляемых ГНКТ. Дальнейшее управление селективной добычей также возможно на протяжении всего срока эксплуатации скважины. Успешное применение подземного оборудования и интенсификации пласта в Западной Сибири и ЯНАО подтверждают возможность извлечения прибыли из существующей добывающей инфраструктуры. Концепция испытания привлекла дополнительные (в том числе иностранные) инвестиции, и, очевидно, это открывает еще один крупный рынок. Неоспоримым событием является снижение стоимости инфраструктуры либо ее сведение к нулю. Слаженная работа заказчика и группы подрядных организаций различных сервисных направлений обеспечила успешное завершение интегрированного

Promising Areas for Development of Coiled Tubing Equipment at NOV FIDMASH

Yury BELUGIN, NOV FIDMASH

We can safely state a growing interest in equipment for working with coiled tubing from 44.45 mm upto 60.3 mm and a length of 5500–6000 m or more. Two directions are considered – units mounted on one chassis and on several chassis.

An upgraded unit of the MK30T-50 class on the MZKT chassis with an increased chassis load capacity is presented, which will allow placing 26 t of coiled tubing on the winding unit. The MK30T-50 class chassis on the Tatra chassis is also presented, which will allow placing up to 6000 m of coiled tubing with a diameter of 44.45 and a mass of 26 tons on the winding site.

Variants of modular coiled tubing systems located on the chassis and semitrailer with a tractor are presented, both in a transport dimension of 4 m and axle loads of not more than 7.5 t per axle for CT 44.45 and 50.8 mm (which corresponds to the rules for transporting goods by road in the Russian Federation in terms of overall dimensions and axle loads and does not require additional approval for travel and payment for “overweight”), and for 50.8 mm and 60.3 mm coiled tubing with variable clearance in the semi-trailer on which the coiled tubing winding unit is located.

New directions in nitrogen equipment and automation of coiled tubing units were considered.

In the Way to the Gas Dragon

*Maxim NOVIKOV, V.V. DMITRUK, V.V. VOROBIEV,
I.R. MUKHAMETSHIN, S.A. ZAVYALOV, I.S. SHMARIN,
Schlumberger*

This article will explain how the downhole equipment, stimulation design and Coiled Tubing application unlock an interesting Turon reservoir which may become a large spurt to the services market in Russia. The Turon reservoir reserve is 1.1 trillion m³ of gas (that is approximately 50% of the Canada proved Gas. Source: BP report, June 2017) Is there a solution to lift the hydrocarbon from 15 deg C reservoir with unconsolidated sandstone? Is there experience of selective production and horizontal wells completion with multistage stimulation to eliminate a sand production without a gravel pack? How and why does the operator benefit from developing a new reservoir in the brown fields?

An engagement with customer for over 12 months with: the past completion experience review, completion technical meetings, hydraulic fracturing designs and laboratory testing. Thus, the rarely used Inflow-control device with universal standalone screens and equipment

проекта в рамках сложных геологических и климатических условий Южно-Русского месторождения. В будущем компания-оператор планирует приступить к реализации программы по запуску новых 80 скважин.

Газонефтяная промышленность развивается через призму глобального кризиса и нуждается в новых концептуальных проектах. Обсуждаемое техническое решение является одним из немногих методов заканчивания скважин, где российские компании поддерживают и могут увеличить производство и сохранить его экономичным.

Миссия компаний группы «Урал-Дизайн»

*В.Н. ШУМАКОВ,
ООО «Урал-Дизайн-Групп»*

«Урал-Дизайн» работает на нефтесервисном рынке 15 лет. Колтубинговый парк составляют пять установок: две установки тяжелого класса, одна среднего и одна установка легкого класса. Основные заказчики: «Лукойл», «Роснефть», «Газпром нефть», «РИТЭК», «Нефтиса» и др. Свою миссию «Урал-Дизайн» формулирует так: «Быть максимально полезным и эффективным партнером для своих клиентов в области повышения нефтеотдачи пластов, интенсификации процессов добычи нефти и газа, капитального, текущего ремонта скважин и освоения скважин после бурения».

Докладчик рассказал об основных колтубинговых технологиях и технологиях ПНП, применяемых компанией, и о перспективных направлениях развития, подробно остановившись на проблемах. В частности, было отмечено, что колтубинг сегодня очень дорого содержать, поскольку численность бригады, обслуживающей установку тяжелого класса, более 20 человек. Усложнение работ, переход на ГНКТ большого диаметра влечет за собой замену инжектора, превентора и других составляющих оборудования на более мощные. Многие виды внутрискважинного оборудования приобретаются исключительно по предварительному заказу, что требует времени. Скважины становятся все сложнее, горизонтальные участки часто бывают захламлены. Хотелось бы более открытых отношений между заказчиком и подрядчиком, поскольку, чем больше будет известно о предыстории скважины, тем успешнее пройдут работы в ней.

Технология повышения нефтеизвлечения из неоднородных карбонатных коллекторов с применением боковых горизонтальных каналов

*Э.М. АБУСАЛИМОВ, Ф.З. ИСМАГИЛОВ,
Р.Ф. ХУСАИНОВ, ПАО «Татнефть»;
Р.А. ТАБАШНИКОВ, Р.М. АХМЕТШИН,
И.Н. АДЫЛГАРЕЕВ, ООО «Таграс-РемСервис»*

designed to selectively stimulate reservoir became the equipment choice. The key element of the horizontal wells development at Turon reservoir was in feet for purpose fracturing fluid (oil-based or water-based fracturing fluid), combined with multi-stage fracturing (MSF) completion technology with precision sleeves, manipulate by Coiled Tubing. Further selective production management is also possible throughout the life time.

Provided downhole equipment and reservoir stimulation proves that Western Siberia and Yamal



Вячеслав ШУМАКОВ
Vyacheslav SHUMAKOV

region can benefit from the existing downstream infrastructure. The trial concept attracted additional (also including the international) investment and obviously opens another large size frac market. The operators compelling event is to minimize the infrastructure cost or eliminate that completely. The teamwork between the customer and several contractor's product lines enabled successful completion of the integrated project under the difficult geological and climatic

conditions of the Yuzhno-Russkoye field. The further customer's plans correspond to 80 wells program.

The oil gas industry evolves through a global crisis and in need of new concepts. Discussed technical solution is one of few completion methods where Russian operators maintain and can increase production and keep it economical.

Mission of Ural-Design-Group

Vyacheslav SHUMAKOV, Ural-Design-Group LLC

Ural-Design has been operating in the oilfield services market for 15 years. The coiled tubing fleet consists of five units: two units of heavy class, one medium and one light class unit. The main customers are: LUKOIL, Rosneft, Gazprom Neft, RITEK, Neftis, etc. Ural-Design formulates its mission as follows: "Be the most useful and effective partner for our clients in the field of enhanced oil recovery, stimulation of oil and gas production, well workover and repair, as well as well stimulation after drilling".

The speaker spoke about the main coiled tubing technologies and EOR technologies used by the company, and about promising areas of development, focusing on problems in detail. In particular, it was noted that coiled tubing is very expensive thing today, since more than 20 people are maintaining and servicing the heavy class unit. The complexity of operations, transition to

В докладе рассматривается использование боковых горизонтальных каналов малого диаметра с точки зрения извлечения трудноизвлекаемых запасов из неоднородных плотных коллекторов. Освещены технологические решения, использованные в компании, проблемы, полученные при внедрении технологии, а также результаты применения и точки технологического роста.

В последние годы общий вектор разработки в ПАО «Татнефть» смещается в сторону месторождений, сложенных карбонатными породами, относящихся к категории трудноизвлекаемых с общей долей извлекаемых запасов 57%. Следует отметить, что текущие темпы отбора запасов не позволяют эффективно вырабатывать весь ресурсный потенциал.

Процесс разработки данных пластов осложняется наличием естественных трещин, простирающихся в вертикальном направлении, отсутствием эффективной системы ППД и близким расположением водонасыщенных пластов, что в совокупности увеличивает риски прорыва пластовой воды, особенно при применении методов стимуляции пласта. Следует отметить, что для башкирского и турнейского ярусов характерно низкое пластовое давление (в среднем 50–30% от начального). Перечисленные факторы оказывают негативное влияние на коэффициент извлечения углеводородов и на продуктивность скважин.

Для решения задачи интенсификации притока нефти в этих условиях широкомасштабное применение получили простые солянокислотные обработки, а в дальнейшем и более сложные селективные технологии, такие как циклические кислотные обработки с применением жидкостей-отклонителей. Важно подчеркнуть, что значительная доля карбонатных объектов разработки эксплуатируется с применением скважин с открытым горизонтальным окончанием, в которых многократные кислотные обработки со временем не приносят экономически обоснованных результатов и имеют недостаточную продолжительность эффекта (около 3–5 месяцев).

Специалистами ПАО «Татнефть» и ООО «ТаграС-РемСервис» был основательно изучен опыт работ на месторождении и предложен пилотный проект бурения боковых каналов малого диаметра с последующей динамической стимуляцией.

Данный проект был реализован на 25 скважинах, эксплуатирующих башкирский и турнейский ярусы. Благодаря одновременному использованию комбинации разных технологических приемов достигнуты хорошие результаты в сложных геологических условиях. По результатам проведенных работ технология включена в регулярную производственную программу.

Э.М. АБУСАЛИМОВ
E.M. ABUSALIMOV



CT of larger diameter entails replacement of the injector, BOP and other components of the equipment with more powerful ones. Many types of downhole equipment should be pre-ordered which takes time. Wells are becoming more complex, horizontal sections are often cluttered. It would be good to have more open relations between the customer and the contractor, since the more one knows about the well history, the better one will be able to do.

Technology for Enhanced Oil Recovery from Heterogeneous Carbonate Reservoirs using Lateral Horizontal Channels

E.M. ABUSALIMOV, F.Z. ISMAGILOV, R.F. KHUSAINOV, Tatneft PJSC; R.A. Tabachnikov, R.M. AKHMETSHIN, I.N. ADYLGAAREEV, Tagras-RemService LLC

The paper discusses the application of small diameter lateral horizontal channels for production of hard-to-recover reserves from heterogeneous tight reservoirs. The paper describes technological solutions used in the Company, challenges encountered during the implementation, results of the application and milestones for technological growth.

In recent years, the focus of filed development in Tatneft PJSC has shifted towards the carbonate reservoirs classified as hard-to-recover reserves with a total share of recoverable reserves of 57%. It should be noted that the current production rate does not allow for the efficient production of the entire resource potential.

The process of development of these reservoirs is complicated by natural fractures extending in the vertical direction, the absence of an effective reservoir pressure maintenance system and the close proximity of water-saturated reservoirs. These factors increase the risk of reservoir water breakthrough, especially when using reservoir stimulation methods. It should be noted that reservoirs in Bashkir and Tournai stages are characterized by low reservoir pressure (50–30% of the initial pressure on average). These factors have a negative impact on the hydrocarbon recovery rate and well productivity.

Widely used methods of enhanced oil recovery under these conditions include simple hydrochloric acid treatments and more complex selective technologies, such as cyclic acid treatments with diverter fluids. It should be stressed that a significant share of carbonate reservoirs is operated with wells with a horizontal

Повышение надежности ГНКТ: усовершенствованное локальное покрытие для сварных швов ГНКТ

Эндрю КЭРРИОН,
NOV Quality Tubing

Точечная коррозия на внутреннем диаметре гибкой трубы приводила к отказам колонн буровых труб при работе во всех регионах, особенно это касается работ в нестандартных геологических условиях в Северной Америке. Для защиты наиболее восприимчивой части колонны гибких труб от коррозии было разработано локальное покрытие, которое может быть нанесено в местах сварных швов.

Сталь пластически деформируется в процессе изготовления гибкой трубы, а изделие многократно пластически деформируется в процессе эксплуатации. В результате покрытия гибких труб исторически не были успешными из-за недостаточного сцепления с трубами, которые являются основой.

После того как было принято решение о нанесении локального покрытия, был разработан план испытаний различных вариантов покрытия, включая как материалы, так и процессы нанесения. Первоначальный план испытаний включал проверку на сцепление с субстратом, а также на устойчивость к кислоте с целью выработки методологии для рабочего прототипа.

Результаты тестирования были представлены и использовались для определения дальнейшего пути создания и внедрения в производство рабочего прототипа. В качестве наилучшего метода нанесения покрытия был выбран способ конденсации из газовой фазы. В его основе – взвесь в вакуумном буферном устройстве, которая осаждается на поверхность трубы. Гибкая насосно-компрессорная труба представляет собой непрерывный продукт, который не может быть испытан в традиционной вакуумной камере. Поэтому потребовалась разработка первой в своем роде вакуумной камеры, которая не полностью закрывает продукт.

Рабочий прототип был успешно установлен на производственном объекте в Хьюстоне, где были созданы испытательные колонны гибких труб с локальным покрытием, нанесенным на косые сварные швы.

Результаты опубликованы: SPE 194246. В документе описывается новая технология обработки при изготовлении гибкой трубы. Первоначальные результаты показывают, что усовершенствованное локальное покрытие может значительно улучшить операции, в том числе предотвратить непредвиденные отказы с минимальными затратами для оператора ГНКТ.



Эндрю КЭРРИОН
Andrew CARRION

openhole wellbore, in which multiple acid treatments over time are not economically feasible with a short effect duration (about 3–5 months).

Tatneft PJSC and Tagras-RemService LLC specialists have thoroughly studied the field experience and proposed a pilot project for drilling of small diameter lateral channels with subsequent dynamic treatment.

This project was implemented in 25 wells producing from the Bashkir and Tournai stages reservoirs. Simultaneous application of different technologies provided positive results in difficult geological conditions. Based on the results of the work performed, the technology is included in the regular production program.

Improving Operational Confidence: An Advanced Localized Coating for Coiled Tubing Bias Welds

Andrew CARRION, Sales Engineer,
NOV Quality Tubing

Pitting corrosion on the tubing ID has caused failures of CT strings in operations across every operating region, with unconventional plays in North America being especially affected. A localized coating that can be applied to the bias weldment has been developed to protect the most susceptible portion of the coiled tubing string from corrosion.

Steel is plastically deformed in the manufacturing process to make coiled tubing, and the product is repeatedly plastically deformed in operations. As a result, coatings have historically not been successful with coiled tubing due to insufficient adherence to the tubing, which is the substrate.

Once the decision was made to pursue a localized coating, a test plan was developed to test different iterations of the coating including coating materials and application processes. The initial testing plan included checking for adherence to the substrate as well as resistance to acid with the goal of highlighting a methodology for a working prototype.

The results of the testing plan are provided and were used to determine the path forward to commission a working prototype. Physical Vapor Deposition (PVD) was selected as the best method for application of the local coating. PVD operates by exciting a target within a vacuum chamber, which coats the substrate. Coiled tubing is a continuous product, which prevents the use of a traditional vacuum chamber. This development led to the creation of the first-ever vacuum chamber of its kind – one that does not entirely enclose the product.

Способ управляемого многостадийного кислотного ГРП в осложненных геолого-технических условиях

И.Н. АДЫЛГАРЕЕВ, ООО «ТаграС-РемСервис»
предприятие «АктюбинскРемСервис»

Выработка запасов карбонатных коллекторов, как правило, осложнена близостью водоносных пластов, вертикальной трещиноватостью, высокой вязкостью нефти, высокой зональной неоднородностью залежей и возможностью прорыва газовой шапки. Существующее множество технологий проведения многостадийных кислотных ГРП в условиях Татарстана не находит применения по причине своей высокой стоимости, не обеспечивающей достаточных дебитов скважин в течение продолжительного времени.

Главной целью компании «ТаграС-РемСервис» является устремленность всего коллектива на стратегическую цель заказчика. Как правило, это повышение эффективности от использования передовых технологий, которая выражается в дополнительной добыче нефти либо увеличении срока службы скважин.

Для повышения эффективности ГТМ на карбонатных отложениях совместно с заказчиком была разработана и в настоящее время внедряется технология проведения МКГРП с использованием ГНКТ, прокалывающего перфоратора и чашечного пакера собственной разработки компании «ТаграС-РемСервис».

Перед началом работ производится привязка ГНКТ к разрезу по ГК. Далее спускается компоновка в заданный интервал для прокалывания, размыва каверн и закачки кислоты во вскрытый интервал по межтрубному пространству. КГРП каждой последующей зоны проводится путем прокалывания намеченного интервала, перемещения компоновки ниже зоны вскрытия и последующей закачки кислоты.

Уникальной особенностью данной технологии является возможность отслеживания заколонного сообщения между портами как перед процессом, так и в процессе обработки, вносить корректировки непосредственно в процессе ГРП и определять оптимальное расстояние между портами для каждого объекта разработки.

Работы проведены на одиннадцати скважинах. Данная технология переведена в разряд промышленной эксплуатации. На нее оформлен патент.

Отечественная равнопроходная система МГРП на прокачиваемых растворимых ключ-пробках. Обзор технологии и проведенных испытаний

Е.О. МИХАЛИЦЫН, ООО «ОЙЛ ЭНЕРДЖИ»

Осенью 2018 года «Ойл Энерджи» впервые

The working PVD prototype has been successfully installed at the manufacturing facility in Houston, and test strings coated locally on the bias welds have been created. Findings have been published in SPE 194246. The paper describes a new processing technique for the manufacturing of coiled tubing. Initial results show that the coating can dramatically improve operations, especially the prevention of unexpected failures with minimal cost impact to the coiled tubing operator.

Method of Controlled Multistage Acid Hydraulic Fracturing under Complicated Geological and Technical Conditions

Irek ADYLGAREEV, TagraS-RemService LLC "AktyubinskRemServis" Enterprise

Production from carbonate reservoirs is usually complicated by the proximity of aquifers, vertical fractures, high oil viscosity, high zonal

heterogeneity of deposits and the possibility of gas cap breakthrough. The existing set of technologies for multistage acid hydraulic fracturing in Tatarstan is not used because of its high cost, resulting in insufficient flow rates for a long time.

In order to increase the efficiency of enhanced oil recovery operations in carbonate reservoirs, TagraS-RemService developed and introduced the

technology of multistage fracturing using coiled tubing, puncture perforator and cup packer. This technology has been developed jointly with the Customer.

Before starting the work, the logging data is studied. Then the bottomhole assembly is run at target depth for punching, cavity wash-out and pumping acid into the interval through the space between tubing and coiled tubing. Each subsequent zone is treated by punching the target interval, moving the assembly below and then pumping acid.

A unique feature of this technology is the ability to track the annular filtration between the ports both before and during treatment, make adjustments during hydraulic fracturing and determine the optimal distance between the ports for each reservoir.

The operations were carried out in eleven wells. This technology has been patented and



Ирек АДЫЛГАРЕЕВ
Irek ADYLGAREEV

предложили рынку коммерческие изделия растворимых материалов для МГРП.

Изначально важно разобраться в нюансах растворимых сплавов шаровых изделий, перед тем как выпускать растворимую систему «М4» для МГРП.

Мы погрузились в вопросы по прочностным, механическим свойствам и растворению в зависимости от ряда параметров. До тех пор, пока «Ойл Энерджи» в России не начали разрабатывать отечественные растворимые шаровые системы, никто не учитывал вышеупомянутые параметры. Зарубежные поставщики также не учитывали такие нюансы, что сказывалось на качестве продукта и процесса МГРП в целом.

Только летом 2019 года мы наработали научно-техническую базу и смогли разрабатывать более сложные изделия (пробка Plug & Perf, система «М4»). Своими знаниями мы поделились на форуме «Ойл Энерджи», на котором собрали всех участников рынка для выстраивания единого понимания.

Далее в докладе продемонстрировали рабочий процесс системы «М4», и было отмечено, что у системы «М4» есть 2 нюанса (которых нет при работе с шарами):

- работать система «М4» может только со 114 лифтом;
- необходимо использование устройства сброса системы «М4» до скважины.

Завершили свой рассказ результатами пройденных стендовых испытаний и планируемые испытания в будущем.

Современные вызовы ГРП

П.В.ЛАКТИОНОВ, Группа ФИД

Была представлена краткая информация об истории Группы ФИД, опыте создания оборудования.

Деятельность Группы ФИД направлена на разработку и производство:

- оборудования для гидравлического разрыва пласта;
- нагнетательного и цементировочного оборудования;
- колтюбинговых технологий, внутрискважинного оборудования и инструмента;
- комплексов для повышения нефтеотдачи пластов;
- мобильных буровых установок;
- шахтного оборудования (для направленного бурения; для геологоразведочного колонкового бурения; проходческих буровых установок).

Отмечено, что на территории РФ и других стран СНГ в настоящее время работает более 500 единиц нефтегазового оборудования

Egor МИХАЛИЦЫН
Egor MIKHALITSYN



reclassified to the category of commercial operations.

Russian Full-Bore Technology for Multistage Fracturing with Dissolvable Key-Plugs. Technology Outlook and Testing Review

*Egor MIKHALITSYN,
Oil Energy LLC*

In the fall of 2018, Oil Energy first offered the market commercial products of soluble materials for multi-stage fracturing.

Initially, it is important to understand the nuances of soluble alloys of spherical products before releasing the M4 soluble system for multi-stage fracturing.

We concentrated on questions on strength, mechanical properties and dissolution, depending on a number of parameters. Until Oil Energy in Russia began to develop domestic soluble spherical systems, no one took into account the abovementioned parameters. Foreign suppliers also do not take into account the nuances that affected the quality of the product and the multi-stage fracturing process as a whole. Only in the summer of 2019 we gained a scientific and technical base and were able to develop more complex products (Plug & Perf plugs, M4 system). We shared our knowledge at the Oil Energy forum, which brought together all market participants to build a common understanding.

Further, the report demonstrated the workflow of the “M4” system and it was noted that the “M4” system has 2 nuances (which are not present when working with balls):

- The M4 system can work only with 114 elevators
- It is necessary to use the M4 system discharge device to the well.

We completed our story with the results of the captive tests and planned tests in the future.

Modern Fracturing Challenges

Pavel LAKTIONOV, FID Group

Brief information was provided on the history and main activities of the FID Group, as well as on the experience of equipment development.

The activities of the FID Group are aimed at the development and production of:

- Equipment for hydraulic fracturing;



Павел ЛАКТИОНОВ
Pavel LAKTIONOV

производства Группы ФИД, более 160 единиц из которых – оборудование для ГРП. Дана подробная характеристика и перечислен состав основных комплексов оборудования.

В качестве современных вызовов, стоящих перед производителями оборудования для ГРП, были выделены и подробно проанализированы следующие:

- локализация производства на территории ЕАЭС;
- оборудование для высокорасходного ГРП (16–24 м³/мин);
- восстановление и модернизация оборудования;
- оборудование с нагрузкой не более шести тонн на ось;
- цифровизация оборудования.

Докладчик представил аудитории возможные ответы на вызовы. Большая часть этих ответов уже нашла практическое воплощение.

Оптимизация конструкции заканчивания скважин на месторождениях с нетрадиционными запасами с помощью широкомасштабного применения численных методов

Дэвид КОТРЕЛЛ, Тобиас ХОИНК, Элайджа ОДУСИНА, Сачин ГОРПАД, Сергей СТОЛЯРОВ Baker Hughes, a GE company

На текущий момент нетрадиционные запасы вносят значительный вклад в общий объем добычи нефти и газа. Добыча на месторождениях с нетрадиционными запасами остается рентабельной в различных ценовых сегментах, поскольку методы предварительной обработки пласта могут быть адаптированы к изменяющимся рыночным условиям, которые определяют затраты на заканчивание и цену на углеводороды. Аналогичная ситуация наблюдается в сегменте внутрискважинных работ в добывающих скважинах. Методы обработки пласта позволяют стимулировать добычу углеводородов и увеличить площадь дренирования скважин. На текущий момент основным методом обработки пласта является гидроразрыв пласта, в рамках которого в скважине создается несколько стадий высокопроводящих трещин, в которые затем под высоким давлением закачивается жидкость (как правило, вода), которая расширяет трещины, повышая таким образом проницаемость пласта и дебит скважины. Исторически сложилось так, что количество стадий ГРП и кластеров на стадии определяется либо исходя из длины горизонтального участка скважины (например, 60 или 120 м), либо исходя из накопленного опыта на этом месторождении или на месторождении с похожими условиями, либо исходя из других инвестиционных соображений. С течением времени наметилась устойчивая тенденция к сокращению расстояния между стадиями и кластерами с целью повышения

- Injection and cementing equipment;
- Coiled tubing technologies, downhole equipment and tools;
- Complexes for enhanced oil recovery;
- Mobile drilling rigs;
- Mine equipment (for directional drilling; for exploration core drilling; sinking drilling rigs).

It was noted that more than 500 units of oil and gas equipment manufactured by FID Group are currently operating in Russian Federation and other CIS countries, more than 160 of which are related to hydraulic fracturing equipment. A detailed description is given and the composition of the main equipment complexes is listed.

The following challenges facing hydraulic fracturing equipment manufacturers have been highlighted and analyzed in detail:

- Localization of manufacturing process in the Eurasian Economic Union area;
- Equipment for high-rate hydraulic fracturing (16–24 m³/min);
- Equipment recovery and modernization;
- Equipment with axial load of no more than six tons on axis;
- Equipment digitalization.

The speaker presented the audience possible answers to the challenges. Most of the answers have already found practical implementation.



Completion Design Optimization for Unconventional Wells Using Large Scale Computational Science

David COTRELL, Tobias HOEINK, Elijah ODUSINA, Sachin GHORPADE, Sergey STOLYAROV, Baker Hughes, a GE company

In the current state of the oil and gas industry, unconventional resources are a significant source of the total production

output. Unconventional wells remain profitable at various price points, because initial stimulation treatments can be tailored to changing market conditions, reflecting completion costs and (estimated) hydrocarbon prices. The same holds true for re-stimulation of already producing wells. Stimulation treatment “opens” up the subsurface to ultimately allow for better drainage of the reservoir hydrocarbons. The primary stimulation treatment currently in use is hydraulic fracturing, in which the wellbore is broken up into multiple stages, and highly pressurized fluid (oftentimes water) is pumped into each stage of the wellbore. This causes fractures to propagate away from the wellbore, which in turn enhances the local

уровня добычи. Однако разумно предположить, что наступит такой момент, после которого добавление еще одной стадии ГРП повлечет затраты, превышающие уровень доходов, полученных за счет увеличения количества стадий (т.е. операция по добавлению стадии станет менее прибыльной, в зависимости от сроков окупаемости). В таком случае возникает классическая задача оптимизации, которая решается методами Монте-Карло. Результаты расчетов показывают, что оптимальные методы обработки пласта демонстрируют хорошие показатели для многих целевых функций, связанных с процессом ГРП (например, длина и высота трещин). Тем не менее результаты позволяют сделать вывод, что целевые функции, связанные с добычей углеводородов, доходами от добычи и прибылью, зачастую определяют различные оптимальные методы обработки и что подбор оптимального метода зависит от заданных временных промежутков. Поскольку в конечном счете принятие решений основывается на положительном опыте получения прибыли в течение определенного периода времени, в статье предлагается использовать подходящую целевую функцию в сочетании с описанным в статье комплексным подходом к моделированию.

Комплексное решение для управления добычей на примере месторождения с трудноизвлекаемыми запасами

В.С. БУГРОВ, ООО «Велтэк Ойлфилд Сервисес (РУС)»

Задача, которая стоит перед нефтяными компаниями на начальном этапе эксплуатации месторождений, – получить исчерпывающую информацию об объекте разработки, построить корректную модель залежей месторождения, оптимизировать процесс бурения и заканчивания скважин для достижения наиболее высоких показателей при разработке месторождения. Основная цель всех добывающих организаций – добиться максимального уровня добычи при оптимизации ее себестоимости. При этом очень важную роль играют показатели по охране труда и экологической безопасности. В данном докладе речь пойдет о технологиях и примерах их применения для решений комплексных задач на каждом из перечисленных этапов, от получения информации о профиле притока из пласта до управления процессом добычи из каждой конкретной скважины.

Улучшения в применении ГНКТ для работ по бурению

Грейсон ФАДЖ, Джахад АЛДАВУД, Мустафа АЛЬМИЛАД, ВН; Брюс РАЙХЕРТ, Тимур САБИТОВ, «Тенарис»

reservoir permeability and allows for economical production. Historically, the number of stages, and clusters per stage, for hydraulic stimulation has been based on wellbore horizontal length (e.g., 200 ft or 400 ft), or much valued previous experience in the same or similar area, as well as other investment considerations. Over time, a strong tendency has developed to place stages and clusters closer together to improve production. However, it is reasonable to assume that there will be a point beyond which adding another stage becomes more expensive than what is gained by increased production revenue from the greater stage count (i.e., less profitable depending on the time of investment). This scenario frames a classic optimization problem which is solved using Monte Carlo methods. Results show that optimal stimulation treatment configurations are robust for many objective functions related to the fracturing process (e.g., propped length and propped height). However, we find that objective functions related to production, production revenue, and profit often provide different optimum treatment configurations, and that those optima shift with respect to the considered timeframe. Because business decisions will ultimately be based on profit decisions over

a given time span, we propose utilizing the appropriate objective function together with an integrated modeling approach such as presented here.

Integrated Solution for Production Management through the Example of a Field with Hard-to-Recover Reserves

Vsevolod BUGROV, Welltec Oilfield Services (RUS)

The challenge faced by oil companies at the initial stage of field development is to obtain comprehensive data on the formation, carry out accurate

simulation of the field deposits, and optimize the process of wells drilling and completion to achieve the highest production performance. At the same time, health and safety performance plays a very important role. This paper will focus on the application of technologies for solving complex challenges at each of the listed stages, from obtaining data on the inflow profile to managing the production process in each specific well.

Improvements in CT Application for Drilling Operations

Grayson FUDGE, Jabad ALDAWOOD, Mustafa ALMILAD, BH; Bruce REICHERT, Timur SABITOV, Tenaris



Всеволод БУГРОВ
Vsevolod BUGROV

За последние 10 лет в Саудовской Аравии применение бурения с гибкими трубами значительно улучшилось во многих аспектах. Оптимизация усталостного ресурса гибких труб была одной из этих задач, важных для повышения безопасности и общей производительности бурения. За последние десять лет проект столкнулся со множеством проблем, связанных с ГНКТ. Преждевременные поломки, связанные с точечными отверстиями, деформацией сварного шва и дефектами при производстве ГНКТ, оказали серьезное влияние на общую эффективность проекта. Новая технология ГНКТ была использована для преодоления многих проблем, связанных с бурением в таких суровых скважинных условиях.

ГНКТ по новой технологии была впервые введена для бурения в Саудовской Аравии в августе 2018 года и выведена из эксплуатации в декабре того же года. В общей сложности 279 км по спуску составила наработка с 6,389 метра пробуренных скважин, а также многочисленными осложнениями в процессе выполнения бурения, которым данная ГНКТ была подвержена по сравнению со стандартными трубами. Пять скважин были пробурены с 62,5% усталостного износа, где ГНКТ подвергалась большому количеству циклических изгибов из-за прихвата трубы и ловильных работ. С точки зрения бурения ГНКТ улучшила максимальное усилие на подъем и возможную глубину дохода до запираания. Было достигнуто улучшение ряда ключевых показателей работы, в том числе:

- более высокая скорость спуска;
- стойкость к сульфидному растрескиванию под напряжением;
- улучшена общая износостойкость/усталостный ресурс, в том числе при работах с сероводородом, а также сопротивление увеличению диаметра.

Дефектоскоп DT1 – современное и эффективное средство контроля состояния ГНКТ

А.М. ВЕРЕМЕЕНКО, СЗАО «Новинка»

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

Over the past 10 years, coiled tubing drilling in Saudi Arabia has improved significantly in many respects. Optimizing the fatigue life of coiled tubing was one of these objectives, which was important to improve safety and overall drilling performance. Over the past ten years, the project has faced many challenges related to coiled tubing. Premature failures associated with pin holes, welding defects and CT manufacturing defects have had a major impact on the overall project efficiency. The new CT technology has been used to overcome many of the challenges associated with drilling in such harsh well conditions.

CT manufactured with new technology was first introduced for drilling in Saudi Arabia in August 2018 and decommissioned in December 2018. Total run-in distance constituted 279 km in wells with 6,389 m depth. The coiled tubing was exposed to multiple complications during the drilling process as compared to standard CT strings. Five wells were drilled with 62.5% of fatigue wear. The coiled tubing was exposed to a large number of bending cycles due to pipe sticking and fishing operations. In terms of drilling, the coiled tubing has increased maximum lifting force and maximum run-in depth before lockup. A number of key performance indicators have been improved, including:

- Higher penetration rate
- Resistance to sulfide cracking
- Improved overall wear resistance/fatigue life, including operations with hydrogen sulfide, as well as resistance to diameter increase.

Flaw Detector DT1 – a State-of-the-Art and Effective Way to Control CT Condition

Alexander VEREMEENKO, Novinka CJSC

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.

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.



Александр ВЕРЕМЕЕНКО
Alexander VEREMEENKO

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 натурные испытания на колтюбинговой установке полностью подтвердили соответствие прибора заявленным параметрам и показали, что разработанное устройство находится на уровне лучших зарубежных аналогов. Первые образцы дефектоскопа уже поставлены заказчиком.

Сервис «Фидмаш-Онлайн»: развитие и новые возможности

Ю.В. БЕЛУГИН, СЗАО «ФИДМАШ»

Была предоставлена информация о текущем функционале данного сервиса, а также нововведениях, которые будут внедрены в самое ближайшее время. Сервис обеспечивает:

- мониторинг параметров оборудования и техпроцесса в режиме реального времени;
- геолокацию (местоположение) оборудования;
- удаленный доступ к файлам данных с установок;
- синхронизацию и хранение полученных данных;
- получение оповещений о неисправностях оборудования и аварийных сообщений.
- предоставление отчетов.

Сейчас в пользовательской части реализованы следующие модули:

- парк оборудования – список доступного оборудования и краткая информация о нем;
- мониторинг – данные о работе установки в реальном времени;
- архивные данные – файлы СКР или системы управления, синхронизированные на сервере. Есть возможность конвертировать в различные форматы (сейчас в .csv – «Эксель»);
- оповещения – информация о сообщениях и ошибках;

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 first flaw detector samples have already been delivered to customers.

Fidmash-Online Service: Development and New Opportunities

Yuri BELUGIN, NOV FIDMASH

Information was provided on the current functionality of this service, as well as innovations that will be introduced in the very near future. The service provides:

- Real-time monitoring of equipment and process parameters.
- Geolocation (location) of equipment.
- Remote access to data files from the units.
- Synchronization and storage of received data.
- Receive alerts about equipment malfunctions and alarms.
- Reporting.

Now the following modules are implemented in the user part:

- Equipment Park – a list of available equipment and brief information about it
- Monitoring – data on the operation of the unit in real time
- Archived data – tank monitoring system (TMS) files or control systems synchronized on the server. It is possible to convert to various formats (now in .csv – Excel)
- Alerts – Messages and Bug Information
- Help – firmware, instructions and other information.
- Administration on the customer side: management of user access rights to customer

- справка – прошивки, инструкции и другая информация;
 - администрирование на стороне заказчика: управление правами доступа пользователей к оборудованию заказчика.
- Нововведения:
- отчеты/аналитика – аналитическая обработка накопленных данных и формирование отчетов о работе оборудования на их основе;
 - Web СКР-Архив – онлайн-построение графиков и составление отчетов по технологическим операциям;
 - видеоданные (2020 год) – при наличии на борту системы видеонаблюдения;
 - интеграция в системы сбора и обработки данных заказчиков (API, ModBus и другие протоколы).

Отличительной особенностью сервиса «Фидмаш-Онлайн» является его построение на WEB-интерфейсе, и, что немаловажно, доступ к услуге предоставляется бесплатно.

Вязкая сликвода – новая альтернативная жидкость ГРП для традиционных коллекторов

Светлана ПАВЛОВА, «Шлумбергер»

Сшитые гели на основе гуарового полимера уже долгое время остаются преобладающими жидкостями для гидроразрыва пласта в России. Традиционные «Сибирские» жидкости ГРП содержат 3.0–4.2 кг/м³ сшитого полимера, что выражается в очень высокой динамической вязкости (как правило, значительно выше 400 сП при 100 с-1) и результирующих низких значениях остаточной проводимости проппантной пачки, около 35%.

Современные тенденции перехода к коллекторам со сложным геологическим строением, где создание широкой гидравлической трещины не является необходимым, требуют пересмотра текущего подхода к ГРП. Цель данной работы – оценить применимость новой жидкости ГРП для российских традиционных коллекторов, с фокусом на лабораторном тестировании – разработке новых методик и оценке результатов.

Вязкая сликвода (HiVis FR) – низковязкая жидкость на основе синтетического полимера – широко используется на сланцах (shale fracturing) в Северной Америке с 2016-2017 годов, однако ранее никогда не применялась для гидроразрыва традиционных песчаников с проницаемостью на уровне миллиардс, в сочетании с керамическим проппантом, при скоростях закачки менее 10–15 м³/мин. Таким образом, применимость данной жидкости для условий традиционных коллекторов должно было всесторонне оценено сперва в лаборатории, а затем в полевых условиях.

В презентации представлены результаты лабораторных исследований для новой жидкости

equipment.

Upgrades:

- Reports / analytics – analytical processing of accumulated data and generation of reports on the operation of equipment based on them.
- Web TMS-Archive – online charting and reporting of technological operations.
- Video data (2020) – if there is a video surveillance system on board
- Integration into customer data collection and processing systems (API, ModBus and other protocols)

A distinctive feature of the "Fidmash-Online" service is its construction on the WEB-interface,

and most importantly, access to the service is provided for free.



Светлана ПАВЛОВА
Svetlana PAVLOVA

Viscous Slickwater – New Alternative Frac Fluid for Conventional Reservoirs

*Svetlana PAVLOVA,
Schlumberger*

Guar-based crosslinked fluids remained the prevalent choice of frac fluid for a long period of time, since massive hydraulic fracturing was started in Russia. Traditional "Siberian" frac fluid contains

3–4.2 kg/m³ of crosslinked guar, which results in very high fluid viscosity (min 400 cp at 100 sec-1 as rule of thumb) and low retained permeability of proppant pack – around 35%.

With recent move towards complex geology reservoirs in Russia, where wide propped frac is no longer an optimum solution, the need in review of current fracturing approaches emerged. The objective of the study presented is to evaluate the applicability of novel clean frac fluid for conventional reservoirs in Russia, particularly is focused on development of laboratory testing procedures and testing results analysis of novel synthetic polymer-based fracturing fluid.

Viscous slickwater (HiVis FR) – low viscous fluid based on synthetic polymer has already been widely used for shale fracturing in North America ~since 2016-2017, however was never applied for conditions of sandstones fracturing: in miliDarcy environment, in combination with ceramic proppant, pumping via tubing, utilizing pump rates less than 10 m³/min (60 bbl/min), whereas, fluid had to be fully investigated in laboratory and field conditions of conventional fracturing of sandstones.

Fluid rheology studies, leak-off behavior, regained conductivity of the proppant pack, regained permeability of the formation,

вязкой сликводой в сравнении со стандартной системой на основе гуара. Были проведены реологические исследования, тесты по определению механизмов утечки жидкости, остаточной проводимости проппантной пачки и проницаемости пласта, гидродинамические испытания и оценка песконесущей способности жидкости. Эластичные свойства вязкой сликводой позволяют улучшить динамический перенос проппанта и уменьшить статическое оседание проппанта по сравнению с линейными гуаровым гелем, т.е. улучшить горизонтальное и вертикальное распределение проппанта в трещине. Остаточная проводимость проппантной пачки даже при высокой нагрузке синтетического полимера без использования деструкторов достигает 100%, что является превосходным результатом. Эксперименты по оценке проводимости кернов песчаника (1–10 мД) показали, что остаточная фазовая проницаемость для углеводородов после обработки вязкой сликводой составила порядка 100%; это доказывает, что новая жидкость на основе понизителя трения не повреждает нефтенасыщенный пласт.

В результате проведенных масштабных лабораторных исследований вязкая сликвода была рекомендована для полевых испытаний на низкопроницаемых песчаниках в России.

Полевые испытания (ОПР) показали положительные результаты применения вязкой сликводой как в плане операционной успешности, так и в плане влияния на дебит при производстве ГРП. Было рекомендовано дальнейшее проведение работ ГРП с вязкой сликводой для традиционных коллекторов.

Напряженное состояние породы в горизонтальных скважинах с многостадийным ГРП. Влияние на операции с ГНКТ

Мартин РАЙЛАНС, BP Россия

Каждый нефтегазоносный пласт залегает в различных условиях. В России расположено большое количество нефтегазовых месторождений, поэтому тектонические условия залегания могут не соответствовать предполагаемым по умолчанию условиям ненапряженного состояния. Эти условия могут зависеть от близости к определенным геологическим структурам, которые в отдельных случаях могут образовывать непроницаемый барьер или активную тектоническую плиту, окраина которой находится в движении с определенной скоростью. Более того, на напряженное состояние породы оказывает большое влияние истощение месторождения и заводнение, которое является наиболее распространенным методом повышения нефтеотдачи в России.

Такие факторы могут привести к напряженному состоянию в условиях горизонтального смещения геологических структур или даже в условиях разлома взбросового типа, что в большей или меньшей степени наблюдается на некоторых месторождениях. Более того, к осложнениям может

dynamic proppant transport tests and dynamic fluid viscosity evaluation in comparison with conventional guar-based fluid system are presented in the study. Elastic properties of Viscous slickwater provide improved dynamic proppant transport and decrease static proppant settling in comparison with other low viscous fluid – linear guar-based gel, i.e. better horizontal and vertical proppant distribution inside the fracture. Ceramic proppant pack conductivity even with high loadings of synthetic polymer – High Viscosity Friction Reducer showed superior results even without breakers – Regained conductivity reached 100%. Coreflow experiments using conventional (1–10 mD) sandstone cores demonstrated 100% regained phase permeability to hydrocarbon, proving that fluid is non-damaging to oil-bearing formation. As a result of numerous laboratory studies performed, Viscous slickwater was qualified as alternative fracturing fluid to conventionally used guar-based gel and has been approved for field testing campaign on conventional tight sandstones in Russia.

Field trials of novel frac fluid – Viscous slickwater demonstrated positive results both in terms of pumpability and well productivity on tight sandstones 0.5–3.0 mD. This fluid has been recommended for further roll out to wider range of conventional oilfields.

Multi-Frac Horizontal Wells, Stress-States and how this can affect CT Operations

Martin RYLANCE, BP Russia

Not all reservoirs are created equal, and in a substantial number of oil and gas fields and formations around Russia, the tectonic environment can be quite different from the typically assumed relaxed and passive state that is considered the default. This can be a function of the relative proximity of such plays to a distinct geological feature, that may even form the reservoir trap, or may be characterized by an active tectonic plate that has a dynamic margin and reflects a recent level of activity. Additionally, an in-situ stress-state will often be substantially impacted by the effects of both depletion and water-flooding which is the most commonplace EOR method used in Russia.

These scenarios can translate into strike-slip or even reverse fault stress states, being present to a greater or lesser extent in certain areas of fields. Additionally, the presence of both multi-layered and laminated formation geology, as well as the wide-spread presence of overpressure and depletion driven pressure differentials, typical of tight gas and tight oil, can then exacerbate this situation even further. These in situ stress-states can result in an extremely challenging environment for the successful execution

привести многослойность и чешуйчатый характер породы, а также широкое распространение перепадов давления, вызванных аномально высоким пластовым давлением или истощением пласта, что характерно для низкопроницаемых пород. Такое напряженное состояние породы может вызвать сильные осложнения при проведении ГРП и других операций на горизонтальных скважинах, законченных компоновками для многостадийного ГРП.

Такое напряженное состояние породы может оказывать непосредственное влияние на компоновки заканчивания и процесс ГРП различным образом. Наиболее заметными последствиями таких условий залегания являются сильная деформация обсадной колонны, сужения хвостовика, а также осложнения при инициации трещины ГРП. Деформация обсадной колонны приводит к удорожанию внутрискважинных работ и работ по ремонту скважин. Также деформация обсадной колонны вызывает большие осложнения при заканчивании скважины и может привести к закупориванию канала добычи нефти и газа. При проведении ГРП в условиях горизонтального смещения породы в пласте образуется сеть сложных горизонтальных и плоских трещин, что зачастую приводит к низкой проводимости трещин и снижению проницаемости, и это негативно скажется на производительности скважины в дальнейшем.

Смещение пластов и естественное образование разломов являются основными механизмами деформации обсадной колонны при ГРП. Данные с проведенных мини-ГРП, микросейсмических и других исследований подтверждают осложнения, с которыми приходится бороться при заканчивании скважин в таких условиях. В нефтегазовой практике появляется все больше свидетельств того, что есть необходимость в разработке абсолютно нового подхода к строительству скважин в условиях напряженного состояния породы – от процесса наклонно-направленного бурения и ЗБС до подбора обсадных колонн и компоновок нижнего заканчивания. Все эти факторы необходимо принимать во внимание для проведения эффективного процесса создания высокопроводимой сети трещин ГРП с целью наиболее полной разработки месторождений углеводородов.

На начальной стадии разработки признаки сложного напряженного состояния породы могут не проявляться, однако, если учитывать это в процессе проектирования и строительства скважины, можно разработать план действий в случае проявления этих признаков. В настоящее время метод многостадийного ГРП в горизонтальных скважинах получает все большее распространение, поэтому учет данных факторов становится все более важной задачей.

of hydraulic fracturing and the associated development of fields with horizontal wells completed with multiple fractures.

Such complex stress-states can directly affect the well completions and hydraulic fracturing in a multitude of ways, but some of the most impactful consequences are often severe casing deformation, production-liner restrictions and complex fracture initiation scenarios. Casing deformations are responsible for increased intervention costs as well as higher costs for upgraded and strengthened wells. At the same time, such issues can dramatically impair the efficient execution of the completion plan and create a bottle-neck to subsequent oil and gas production from the well. Horizontal, complex and pancake fractures will typically develop in strike-slip/reverse fault stress states, often resulting in fracture conductivity and connectivity loss that will greatly impair the eventual well performance.

Layer interface slippage and natural fault re-activation are dominant mechanisms for hydraulic fracture induced casing deformations. Data from micro-fracs, micro-seismic and other diagnostics can demonstrate the practical difficulties that are encountered while completing wells in these complex environments. There is growing evidence from the industry that horizontal multiple fractured well developments in such stress-states require that a renewed focus be made in all phases of the well design and construction, from directional drilling and lateral placement to casing selection and lower completion design. All these considerations need to be made with the goal of enabling the competent delivery of a highly effective and conductive fracture (network), to efficiently access and produce the hydrocarbon resource.

While these complex stress-states may not initially be encountered, the evidence suggests that if their impact(s) are considered during the well planning and well construction phases

that a number of contingencies can successfully be put in place. As more and more developments are based on multi-fractured horizontal wells, it will be increasingly important that such considerations are taken into account.

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

*Anatoliy KICHIGIN,
Packer Service LLC*

Today, when most reservoirs have low productivity, the question of whether multistage hydraulic



Анатолий КИЧИГИН
Anatoliy KICHIGIN

Колтюбинг расширяет границы многостадийного ГРП в слабоконсолидированных терригенных коллекторах

А.С.КИЧИГИН, ООО «Лакер Сервис»

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

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

Были охарактеризованы особенности слабоконсолидированных терригенных коллекторов, описаны методы борьбы с пескопроявлениями, описан химический метод борьбы с пескопроявлением на ГНКТ, основанный на искусственном закреплении горных пород различными вяжущими веществами (в основном полимерного типа).

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

Открываемые/закрываемые муфты компоновки с полнопроходным сечением, управляемые с помощью ГНКТ, позволяют проводить селективные ГРП как на новых скважинах, так и на скважинах после некоторого периода эксплуатации, освоить и вывести на приток каждый продуктивный интервал по отдельности и совместно.

Данная технология основана на применении многоразовых управляемых муфт ГРП. Для проведения ГРП применяется специальный ключ для открытия/закрытия портов ГРП. Работа с портами ГРП

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

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

The report described the following: features of poorly consolidated terrigenous reservoirs, sand control methods, the chemical method of coiled tubing sand control based on artificial rock strengthening with different binders (mainly polymeric type).

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

Closable CT-controlled full-bore sleeves allow to carry out selective fracturing in both new wells and wells after a certain production period. It can also be used for stimulation of each interval individually and simultaneous stimulation of several intervals.

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

Taking into account complex geology of the Messoyakha oil and gas condensate field with viscous oil in poorly consolidated sandstone reservoirs at shallow depths and low temperatures, the tasks required unconventional

проводится при помощи ГНКТ, при этом подъем ГНКТ перед каждой операцией ГРП не требуется. ГРП может проводиться по малому затрубному пространству ГНКТ – НКТ. Дополнительным преимуществом данной технологии является возможность добавлять стадии ГРП к уже установленной системе при помощи проведения гидродескоструйной перфорации.

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

Полученный опыт показывает возможности современных технологий, где применение ГНКТ позволяет не только соответствовать высоким требованиям, но и расширять границы эксплуатации. Так, использование ГНКТ позволило произвести МГРП на специализированной комбинированной компоновке заканчивания с закрываемыми фильтрами и муфтами МГРП.

Опыт применения установки сталеполимерной трубы на месторождениях Восточной Сибири

М.А. КНЯЗЕВ, ООО «ИНК-ТКРС»

Были даны технические характеристики установки (диаметр используемых труб шлангокабеля – 44 мм; вместимость барабана лебедки – не менее 4000 м; максимальное усилие на лебедке – не менее 100 кН). Перечислен состав оборудования, представлены характеристики шлангокабеля.

С использованием гибкой сталеполимерной трубы производились следующие технологические операции:

- растепление (размыв) гидратных и парафиновых пробок (85 скважин);
- промывка ствола скважины от солевых отложений (12 скважин);
- растепление затрубного пространства (12 скважин);
- глушение скважин (10 скважин).

С апреля 2018 года по 1 ноября 2019 года бригадой ГСПТ было произведено 119 ремонтов скважин, из них 85 ремонтов по восстановлению циркуляции в НКТ. Работы показали высокую экономическую эффективность.

Смазочная добавка «НЕФТЕНОЛ-СДИ» для буровых растворов на водной основе

А.Г. ИВКО, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

В связи с увеличением доли бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин резко возросли требования к буровым растворам и

solutions. The use of coiled tubing allowed to effectively apply chemical methods of sand control and produce multistage fracturing.

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

Case Study on the Application of Steel/Polymer Pipe at the Fields in Eastern Siberia

Maxim KNYAZEV, INK-TKRS LLC



Максим КНЯЗЕВ
Maxim KNYAZEV

Presentation provided technical characteristics of the unit (pipe diameter – 44 mm; drum capacity – at least 4000 m; maximum hoisting load – not less than 100 kN). Also, the report included equipment and technical characteristics of the pipe.

Coiled steel-polymer pipe allowed to perform

the following operations:

- Removal of hydrate and paraffin plugs (85 wells);
- Wellbore cleanout from salt deposits (12 wells);
- Annular space thawing (12 wells);
- Wells killing (10 wells).

From April 2018 till November 1, 2019 the fleet with coiled steel-polymer pipe performed 119 well workover operations, 85 of which were aimed at restoring circulation in the tubing. The operations demonstrated high economic efficiency

Lubricant Additive "NEFTENOL-SDI" for Water-Based Drilling Fluids

Anastasia IVKO, Gubkin National University of Oil and Gas

Due to the increasing scope of directional and horizontal wells drilling, the requirements for drilling muds and agents have been tightened dramatically. Previously classified as auxiliary agents, lubricants turned into the category of basic agents.

The objective of this research is to develop a lubricant additive with improved anti-sticking properties and low foaming capacity while maintaining high lubricating properties.

The obtained technical result is a faster torque

применяемым реагентам. Смазочные добавки из вспомогательных реагентов перешли в разряд определяющих.

Задачей настоящей работы является создание смазочной добавки с улучшенными антиприхватными свойствами и низкой пенообразующей способностью при сохранении высоких смазочных свойств.

Полученный технический результат заключается в снижении значения момента страгивания бурового раствора на границе «фильтрационная корка – диск», обработанного заявленной смазочной добавкой, при одновременном снижении пенообразования и сохранении высоких смазочных свойств.

Поставленная задача решалась созданием смазочной композиции для буровых растворов на основе олеиновой кислоты и сложных эфиров олеиновой кислоты со спиртами фракции C12-C14 в различных процентных соотношениях и последующее моделирование рецептур смазочных добавок с широким диапазоном температур застывания.

Нами были изучены смазочные добавки к буровым растворам в концентрациях 0,5–1,5% об., выпускаемые отечественной и зарубежной промышленностью, большинство из которых по снижению коэффициента трения, определенном на тестере смазывающей способности OFITE, удовлетворяют требованиям технических условий и регламентам по буровым растворам.

Также на приборе для испытания на прихват под перепадом давлений OFITE были испытаны исследуемые добавки. Большинство из них снижают значения момента страгивания на границе «фильтрационная корка – диск» на 30–40% по сравнению с необработанным раствором. Эффективные антиприхватные присадки снижают момент страгивания фильтрационной корки до 80%. Предлагаемая смазочная добавка «НЕФТЕНОЛ-СДИ» марка СДИН-5 разработана на основе эфиров растительных масел, обладающая улучшенными триботехническими свойствами и экологической безопасностью. Заявленная смазочная добавка обладает широким диапазоном температур застывания: от -10 до -40 °C, может быть применена во всех типах буровых растворах на водной основе.

На месторождениях Западной Сибири были проведены опытно-промышленные испытания разработанной смазочной добавки. Объектом исследования служил ингибирующий буровой раствор (ИБР) на основе частично гидролизованного полиакриламида, обработанный исследуемой смазочной добавкой.

Анализировалось влияние процентного содержания смазочной добавки на снижение коэффициента трения ($K_{тр}$) бурового раствора на приборе КТК-2 и на снижение момента страгивания (Момент страгивания, фунт*дюйм) на границе «фильтрационная корка – диск» на приборе OFITE для испытания на прихват под перепадом давлений. Оценивалось влияние смазочной добавки на фильтратоотдачу (Φ , см³/30 мин). Пенообразующие

of the first movement of drilling mud at the interface "filtration cake – disc treated with the lubricant additive", while reducing the foam formation and maintaining high lubricating properties.

The task set was solved by development of a lubricating composition for drilling muds based on oleic acid and oleic acid esters with alcohols of C12-C14 fraction in different percentage ratios and further simulation of lubricating additive formulations with wide range of pour points.

We have studied lubricating additives for drilling muds in concentrations of 0,5–1,5 vol. manufactured by domestic and foreign industry, most of which meet the requirements of technical specifications and regulations on drilling muds in terms of friction coefficient reduction, defined using the OFITE lubricating ability tester.

However, not all lubricant additives meet the requirements for foaming tendency.

The additives under study were also tested using the OFITE tester for sticking under pressure. Most of these additives reduce the torque of the first movement at the interface "filtration cake – disc" by 30–40% as compared to untreated solution. Effective anti-stick additives reduce the torque of the first movement of the filtration cake by up to 80%.

These additives include: Sonbur 1103, Dehlylub 1757 and newly developed lubricating additive "NEFTENOL-SDI" of SDIN-5 model and anti-sticking additive Neftenol APP.

The proposed lubricant additive "NEFTENOL-SDI" of SDIN-5 model is developed on the basis of vegetable oil esters. This lubricant has improved tribotechnical properties and environmental safety. This lubricant additive has a wide range of pour points: from -10 to -40 °C, it can be applied in all types of water-based drilling fluids.

Pilot tests of the developed lubricant additive were carried out at the fields of Western Siberia. The subject of these tests was an inhibiting drilling mud (IBM) based on partially hydrolyzed polyacrylamide, treated with the lubricant additive under study.

Tests provided ability to analyze the effect of the lubricant additive percentage on reduction of the friction coefficient of the drilling mud (K_{fr}) using the CPC-2 unit and the effect on the reduction of the torque of the first movement (first movement torque, pounds*inch) at the interface of the "filtration cake – disk" using the OFITE unit for sticking under pressure. The effect of the lubricant additive on filtrate return was also assessed (F , cm³/30 min). Foaming properties were determined by the difference in density between the initial and lubricated drilling mud.

The compatibility of lubricant additive with drilling mud was visually determined during these tests. When the lubricant additive was added into the drilling mud, the mixability and homogeneity of the new drilling mud were

свойства определялись по разнице плотностей исходного и обработанного смазочной добавкой бурового раствора.

В процессе исследований визуально определялась совместимость смазочной добавки с буровым раствором. При введении смазочной добавки в буровой раствор оценивалась смешиваемость и однородность нового бурового раствора. Совместимость с буровым раствором является очень важным показателем. Если смазочная добавка плохо смешивается с буровым раствором, образует какие-либо структуры, которые могут плавать на поверхности раствора или выпасть в осадок, то такая смазочная добавка не будет оказывать эффективного воздействия при бурении скважин. Отправной точкой сравнения брался исходный буровой раствор.

Опытно-промышленные испытания прошли успешно. Анализируя данные, можно сделать вывод, что разработанная смазочная добавка эффективно снижает коэффициент трения бурового раствора при введении 0,3% об., обеспечивает снижение коэффициента трения бурового раствора более чем на 50% по сравнению с необработанным раствором. При вводе в буровой раствор данный продукт не вызывал пенообразования бурового раствора и не увеличивал фильтратоотдачу.

По окончании бурения и промывки в течение трех часов подъем бурового инструмента проходил без задержек.

Реализация проекта производства трубы ГНК на территории Республики Татарстан

М.С. ЯМШАНОВ, ООО «Интеко Тюбинг»

Вопрос обеспечения сервисных и нефтегазодобывающих компаний качественной ГНКТ был всегда и все еще остается актуальным. На сегодняшний день подавляющая часть используемой в РФ трубы ГНК экспортируется из США и Китая, что непосредственно связано с необходимостью расчетов в иностранной валюте, длительным периодом производства и логистики, необходимостью проведения таможенных операций и прочими осложняющими обстоятельствами. В свою очередь, это приводит к тому, что компании – потребители ГНКТ сильно ограничены в возможности оперативного приобретения необходимой им трубы.

Одним из решений данной проблемы является развитие отрасли производства качественной ГНКТ в РФ. Именно с этой целью компания ООО «Интеко Тюбинг» реализует проект в Республике Татарстан. На новом производстве будет сделан упор именно на качестве выпускаемой продукции. Также на этапе планирования компанией учитывалась актуальная производственная линейка, удобство логистики, обеспечение наличия готовой продукции на складе и предоставления сопутствующего сервиса. Проект реализуется с привлечением ведущих мировых специалистов в области производства ГНКТ.

assessed. Compatibility with drilling mud is a very important indicator. If the lubricant does not mix well with drilling mud and forms any structure that may float on the surface of the mud or precipitate, such lubricant will not be effective during drilling.

The starting point for comparison was the initial drilling mud.

Pilot tests were successful. Analysis showed that the developed lubricant additive effectively reduces the friction coefficient of drilling mud with added volume of 0.3% vol., provides reduction of the friction coefficient of drilling fluid by more than 50% as compared with untreated fluid. When added into the drilling mud this product did not cause foaming nor increase in filtrate return.

After drilling and cleanout the drilling assembly was pulled out of hole within three hours without any overpulls.

Implementation of the Project for the Production of CTs in the Republic of Tatarstan

Mikbail YAMSHANOV, Inteko Tubing LLC

The issue of providing service and oil and gas extraction enterprises with high-quality coiled tubing has always been and still remains relevant. Today, the overwhelming majority of CTs used in the Russian Federation is exported from the USA and China, which is directly related to the need for settlements in foreign currency, a long period of production and logistics, the need for customs operations and other complicating circumstances. In turn, this leads to the fact that CT consumers are very limited in their ability to quickly acquire the tubing they need.

One of the solutions to this problem is the development of the production of high-quality coiled tubing in the Russian Federation. For this purpose, the company Inteko Tubing LLC is implementing a project in the Republic of Tatarstan. The new production will focus on the quality of its products. Also at the planning stage, the company took into account the current production line, the convenience of logistics, ensuring the availability of finished products in stock and the provision of related services. The project is being implemented with the involvement of the leading world experts in the field of CT production.

Coiled Tubing as an Integral Part for Solving Problems at the Field. Current Challenges

Sergey SIMAKOV, Gazpromneft NTC

The growth of technological wells leads to the selection of non-standard coiled tubing equipment in the implementation of the tasks with coiled tubing.

ГНКТ как неотъемлемая часть для решения задач на скважине. Вызовы сегодняшнего дня

С.М. СИМАКОВ, ООО «Газпромнефть НТЦ»

Рост технологичных скважин приводит к подбору нестандартного оборудования ГНКТ при реализации поставленных задач с ГНКТ.

Один из вызовов, стоящих сегодня перед комплексом гибких насосно-компрессорных труб, – это строительство горизонтального участка протяженностью 2000 м, который требует подбора оборудования согласно проводимым расчетам по нагрузкам, гидравлике и эффективным силам. Одним из возможных сценариев для реализации данной программы является выбор усиленного инжектора, узла намотки, предназначенных для применения ГТ диаметром 60,3 мм.

Учитывая сроки проведения закупочных процедур, а также применение нестандартного оборудования ГНКТ увеличенного диаметра, ранее не применявшегося в периметре ПАО «Газпромнефть», проведение процедур осуществляется заблаговременно с учетом необходимого лид-тайма на приобретение и доставку.

Скважины Ямального кластера с АВПД с 2019 года вошли в программу реализации и выполнения работ с ГНКТ. Дополнительными факторами, осложняющими работу, помимо АВПД, являются увеличенный коэффициент трения относительно ранее выполнявшихся расчетов, спущенная НКТ с измененным азимутом по стволу скважины, выпадающие в ствол скважины органические соединения.

Относительно не подтверждена гипотеза о том, что колонна горизонтального участка скважины может быть деформирована (смещена без нарушения целостности) в силу определенных обстоятельств, таких, как высокие давления разрыва МГРП. Подтверждение или опровержение данной гипотезы может быть осуществлено при помощи спуска камеры-каверномера после полученных разгрузок, эффекта баклинга в горизонте.

Технология «умного темпирования ГТ» может быть применена для реализации увеличенных горизонтальных участков для дохождения и решения задач при работе с муфтами МГРП с ГНКТ с приложением необходимой нагрузки.

На сегодняшний день возможности работы скважинного трактора с ГНКТ ограничены «протаскиванием» ГНКТ в горизонте. Обозначена необходимость модернизации существующих гидравлических скважинных тракторов для работы с ГНКТ при включении дополнительной технологии промывки при движении трактора с ГНКТ, при дохождении ГНКТ с трактором до муфты МГРП и открытии, удешевлении предоставляемого сервиса скважинных тракторов с ГНКТ. ☉



One of the challenges facing the coiled tubing complex today is the construction of a horizontal section of 2000 m in length, which requires the selection of equipment according to the calculations for loads, hydraulics and effective forces. One of the possible scenarios for the implementation of the program is the choice of a reinforced injector, a winding unit, designed for the use of CTs with a diameter of 60.3 mm.

Given the timing of the procurement procedures, as well as the use of non-standard coiled tubing equipment of increased diameter, previously not used in the perimeter of Gazpromneft, the procedures are carried out in advance taking into account the necessary lead time for acquisition and delivery.

Since 2019, wells from the Yamal cluster with AHFP have been included in the program for the implementation of coiled tubing operations. Additional factors that complicate the work, in addition to the pressure drop, are the increased friction coefficient relative to previously performed calculations, the lowered tubing with a changed azimuth along the wellbore, organic compounds falling into the wellbore.

The hypothesis that the column of the horizontal section of the well can be deformed (displaced without breaking the integrity) due to certain circumstances, such as high fracture pressure while MSHF, is not relatively confirmed. Confirmation or refutation of this hypothesis can be carried out by lowering the caliper camera after received unloadings, the buckling effect in the horizon.

The “smart tempering CT” technology can be used to implement increased horizontal sections for reaching and solving problems when working with multi-stage hydraulic fracturing with coiled tubing with the necessary load.

To date, the capabilities of a downhole tractor with coiled tubing are limited by pulling the coiled tubing in the horizon. The necessity of modernizing existing hydraulic downhole tractors to work with coiled tubing is indicated when additional washout technology is included when moving a tractor with coiled tubing, when the coiled tubing with the tractor reaches the multi-stage fracturing sleeve and the opening; Cost reduction of the provided service of downhole tractors with coiled tubing. ☉

Требования заказчиков направлены на то, чтобы подрядчики работали на мощном оборудовании

Customer Requirements Are Designed to Ensure that Contractors Work on Powerful Equipment

На вопросы журнала «Время колтюбинга. Время ГРП» отвечает Р.М. АХМЕТШИН, заместитель директора ООО «ТаграС-РемСервис» – начальник предприятия «АктюбинскРемСервис».

Беседа состоялась в кулуарах 15-й Потребительской конференции по вопросам эксплуатации колтюбингового, насосного, азотного оборудования и оборудования для ГРП СЗАО «ФИДМАШ».

"Coiled Tubing Times" meets R.M. AKHMETSHIN, Deputy Director of TagraS-RemService LLC – Head of AktyubinskRemServis Enterprise.

The conversation took place on the sidelines of the 15th Consumer Conference on the operation of coiled tubing, pumping, nitrogen equipment and equipment for hydraulic fracturing of NOV FIDMASH.

Р.М. Ахметшин родился 11 ноября 1961 года в Лениногорске, Республика Татарстан. Окончил Уфимский нефтяной институт. Трудовую деятельность начал в 1982 году в должности помощника бурильщика Лениногорского управления буровых работ. С 1991 года работал в Лениногорском управлении по повышению нефтеотдачи пластов и капитальному ремонту скважин мастером КРС, инженером технологического отдела, начальником отдела. С 2002 года работал в Актюбинском управлении канатно-контейнерных и пакерных методов – УКК и ПМ (с 2008 года – ООО «Татнефть-АктюбинскРемСервис») в должности главного инженера. В настоящее время – заместитель директора ООО «ТаграС-РемСервис» – начальник предприятия «АктюбинскРемСервис»



Rubin Achmetshin was born on November 11, 1961 in the city of Leninogorsk, Republic of Tatarstan. He graduated from the Ufa Petroleum Institute. He began his career in 1982 as an assistant driller of the Leninogorsk Drilling Operations Department. Since 1991, he worked in the Leninogorsk Directorate for Enhanced Oil Recovery and Overhaul of Wells as a master of workover, an engineer in the technology department, and a head of department. Since 2002, he worked in the Aktope department of cable-container and packer methods – UKK and PM (since 2008 – Tatneft-AktyubinskRemServis LLC) as the chief engineer. Currently – Deputy Director of TagraS-RemService LLC – Head of AktyubinskRemServis Enterprise.

«Время колтюбинга»: Рубин Мударисович, со времени нашей с Вами прошлой беседы («ВК» № 4 (062), стр. 60–64) прошло довольно много времени. Два года назад Вы подробно рассказали нашим читателям о трендовых технологиях и о ситуации на рынке нефтегазового сервиса. Как бы Вы охарактеризовали ситуацию на этом рынке сейчас?

Рубин Ахметшин: Сегодня время очень сложное, когда у основных заказчиков нефтесервисных услуг идет ограничение добычи нефти, и, соответственно, становятся востребованными технологии, которые

Coiled Tubing Times: Rubin Mudarisovich, quite a lot of time has passed since our last conversation with you (CTT № 4 (062), pp. 60–64). Two years ago you told our readers in detail about trending technologies and the situation in the oil and gas service market. How would you characterize the situation in this market now?

Rubin Akhmetshin: Today is a very difficult time, when the main customers of oilfield services are limited in oil production, and, accordingly, technologies that are carried out cheap and rather qualitative. That is, cool technologies, which don't have a sky-high price, are in demand. Deciding to go

выполняются согласно поговорке – дешево и сердито. То есть востребованы крутые по исполнению технологии, которые имеют не заоблачную цену. Привлекая подобные технологии, заказчик идет на риски и дает нам, подрядчикам, объемы работ для их осуществления. А что касается дорогостоящих технологий, то сегодня, к сожалению, даже самые крупные заказчики, такие как «Татнефть», «Роснефть» и «Газпром нефть», финансируют их при гарантии 100%-й успешности. Поэтому я, как подрядчик, ищу и нахожу технологии, которые будут эффективными и иметь невысокую стоимость. Девиз нашей компании: выполнять стратегические задачи заказчика. А стратегия – это именно повышение эффективности и снижение затрат.

БК: Какие нефтесервисные технологии сейчас в авангарде в России?

Р.А.: Прежде всего это многостадийный ГРП. Эта технология развивается, но развитие сдерживается высокой стоимостью ее осуществления: затратным бурением, дорогостоящей подготовкой ствола, недешевым оборудованием – набухающими пакерами и т. д. На определенном этапе возникает необходимость разбурки фрак-портов... Поэтому идет поиск технологий, способных исключить столь значительные затраты. Одна из таких многообещающих технологий – МГРП в скважинах с зацементированными хвостовиками, которые имеют равнопроходной диаметр. Применение этой технологии, помимо очевидной эффективности, улучшает также перспективы использования скважины, когда через определенный период времени нужно будет проводить повторные ГРП. Ведь если в скважину были спущены порты, то их надо будет разбурить, чтобы добиться равнопроходного диаметра. А в нашем случае такой необходимости нет. Спускаем двухпакерную компоновку и проводим повторный ГРП – всё! МГРП – одна из тем, над которой мы очень серьезно работаем.

БК: В приоритете у Вас кислотный или проппантный ГРП?

Р.А.: Сейчас мы проводим в основном кислотные, но подбираем компоновку, которая позволила бы проводить проппантные ГРП.

БК: Какие технологии способны конкурировать с МГРП в скважинах с зацементированными хвостовиками в сегменте «дешево и сердито»?

Р.А.: Для проведения проппантных МГРП наш заказчик применяет технологию Plug & Perf, которая осуществляется без привлечения колтюбинга, на каротажном кабеле. Она позволяет снизить время на перфорацию колонны и разобщение интервалов ГРП.

with such technologies, the customer takes risks and gives us, the contractors, the amount of work for their implementation. As for expensive technologies, today, unfortunately, even the largest companies, such as Tatneft, Rosneft and Gazprom Neft, finance them only with a guarantee of 100% success. Therefore, I, as a

Востребованы крутые по исполнению технологии, которые имеют не заоблачную цену.

Cool technologies, which don't have a sky-high price, are in demand.

contractor, seek and find technologies that are effective and have a low cost. The motto of our company: to fulfill the strategic objectives of the customer. And the strategy is precisely an increase in efficiency and cost reduction.

СТТ: What oilfield technology is now at the forefront in Russia?

Р.А.: First of all, it is multistage hydraulic fracturing. This technology is developing, but the development is constrained by the high cost of its implementation: costly drilling, expensive preparation of the wellbore, expensive equipment – swelling packers, etc. At a certain stage, there is a need to disassemble frac ports... Therefore, a search is underway for technologies that can eliminate such significant costs. One such promising technology is multistage fracturing in wells with cemented liners that have an equal bore diameter. The use of this technology, in addition to obvious efficiency, also improves the prospects for using the well when, after a certain period of time, repeated hydraulic fracturing will be necessary. After all, if the ports were lowered into the well, then they will need to be drilled in order to achieve an equal diameter. And in our case there is no such need. We lower the two-packer layout and carry out a repeated hydraulic fracturing – that's all! Multistage fracturing is one of

the topics on which we are working very seriously.

Одна из многообещающих технологий – МГРП в скважинах с зацементированными хвостовиками, которые имеют равнопроходной диаметр.

Multistage fracturing in wells with cemented liners that have an equal bore diameter is a promising technology.

СТТ: Do you have acid or proppant fracturing??

Р.А.: Now we carry out mainly acidic ones, but we select the unit that would also allow us to perform proppant hydraulic fracturing.

СТТ: What technologies can compete with

multistage fracturing in wells with cemented liners in the filling at the price segment?

Р.А.: To carry out proppant multistage hydraulic

ВК: Какие еще перспективные технологии находятся в Вашем приоритете?

Р.А.: Вторая тема, над которой мы очень серьезно работаем, – создание дополнительных каналов в горизонтальных и наклонных скважинах. Подобные дополнительные каналы нужны, когда существующий ствол уже выработан. На рынке представлен ряд технологий для создания таких каналов. В частности, это белорусская технология по созданию сети радиальных глубокопроникающих каналов фильтрации СКИФ®, технологии от американской компании Radial Drilling Services и от российских «Нефтегазтехнология» и «Перфобур». Однако сегодня все эти технологии мало реализуются из-за своей высокой стоимости. Мы ищем и находим более дешевые методы. Совместно с компанией «Татнефть» мы предложили пилотный проект бурения боковых каналов малого диаметра с последующей динамической стимуляцией. Я уверен, что эта технология перспективна. Нами уже наработан большой опыт: мы успешно бурим такие каналы, единственное – мы еще не научились бурить их направленно. Для решения этой проблемы наше предприятие заключило договор с СЗАО «Новинка» о партнерстве. Мы совместно будем разрабатывать оборудование и продвигать эту технологию. На первом этапе запланировано строительство скважин малого диаметра, на следующем – гидромониторный размыв, который будет необходим, чтобы осуществить данную технологию в наклонных скважинах. Там мы не можем применять забойные двигатели из-за малых радиусов новых стволов, значит, надо искать другие методы, т. е. гидравлический размыв каналов.

ВК: Какие факторы, по Вашему мнению, тормозят развитие колтюбинговых технологий в России?

Р.А.: Здесь несколько причин. Во-первых, значительное число колтюбинговых флотов оказалось не задействовано прежде всего по причине того, что технология ГРП в России в целом развивается без применения ГНКТ. Широко применяются растворимые шары, многоразовые порты, которые открываются – закрываются, и уже даже растворяющиеся порты появились, перфорацию и разобщение проводят на кабеле. Соответственно, область применения колтюбинга сужается, и часть закупленных флотов простаивает. Во-вторых, с увеличением длины горизонтальных стволов повышаются требования к диаметрам применяемых ГНКТ,

fracturing, our Customer uses the Plug & Perf technology, which is carried out without using coiled tubing, on a wireline cable. It allows you to reduce the time for the perforation of the column and the separation of fracturing intervals.

Вторая тема, над которой мы очень серьезно работаем, – создание дополнительных каналов в горизонтальных и наклонных скважинах. Подобные дополнительные каналы нужны, когда существующий ствол уже выработан.

The second topic, on which we are working very seriously, is the creation of additional channels in horizontal and deviated wells. Such additional channels are needed when the existing bore has already been developed.

CTT: What other promising technologies are in your priority?

R.A.: The second topic, on which we are working very seriously, is the creation of additional channels in horizontal and deviated wells. Such additional channels are needed when the existing bore has already been developed. The market presents a number of technologies for creating such channels. In particular, this is the Belarusian technology for creating a network of deep-penetrating radial filtering channels SKIF®, technologies from the American company Radial Drilling Services and from the Russian Neftgaztekhnologiya and Perfobur. However, today all of these technologies are little implemented because of their high cost. We search and find cheaper methods. Together with Tatneft, we

proposed a pilot project for drilling small diameter side channels with subsequent dynamic stimulation. I am sure that this technology is promising. We have already gained a lot of experience: we successfully drill such channels, the only thing is that we have not yet learned how to drill them in a targeted manner. To solve this problem, our company entered into a partnership agreement with CJSC Novinka. We will jointly develop equipment and promote this technology. At the first stage, it is planned to build small diameter wells, at the next stage, a water-jet washing-out, which will be necessary to implement this technology in deviated wells. There we cannot use downhole motors because of the small radii of the new shafts, which means we need to look for other methods, i.e. hydraulic channel erosion.

CTT: What factors, in your opinion, impede the development of coiled tubing technologies in Russia?

R.A.: There are several reasons. Firstly, a significant number of coiled tubing fleets turned out to be idle, primarily because the hydraulic fracturing technology in Russia as a whole develops without coiled tubing. Soluble balls, reusable ports that open and close, are widely used, and even dissolving ports have already appeared, perforation and separation are carried out on the cable. Accordingly, the scope of coiled

емкости узлов намотки и тяговым усилиям инжекторов. Основная масса задействованных сегодня установок не соответствует этим требованиям. В-третьих, низкая цена на услуги ГНКТ по причине высокой конкуренции между сервисными компаниями. Для того чтобы задействовать простаивающие флоты, подрядчики начинают демпинговать на тендерах, снижать цены на услуги, а это не способствует продвижению прогрессивных технологий.

ВК: А что нужно, чтобы оказывать высокотехнологичные услуги?

Р.А.: Должен быть исследовательский центр, вложения в научно-исследовательские и конструкторские разработки, финансовые вливания, чтобы можно было создавать новое оборудование, закупать высокопродуктивную технику. Но у малых компаний таких возможностей нет. Они способны лишь демпинговать, а крупные подрядчики из-за этого остаются без объемов работ.

ВК: Устраивает ли заказчиков качество услуг этих мелких компаний?

Р.А.: Наверное, не совсем устраивает. Но если у заказчиков сформировалась определенная цена на конкретный вид работ, то они не могут эту стоимость поднять. Они вынуждены работать при тех стоимостях, которые сформировали им предыдущие подрядчики.

ВК: Как, по Вашему мнению, на высокотехнологичный нефтегазовый сервис влияет нынешняя экономическая и политическая ситуация?

Р.А.: Вследствие этих причин у нас нет постоянных объемов работ. Если раньше у нас уже в начале каждого года была конкретная программа, определенные заказчики, годовой объем работ и мы знали, какие мощности и людские ресурсы нам понадобятся, то в настоящее время такой определенности нет. Случается, что снимается объем работ, наше оборудование и кадры остаются незадействованными. Соответственно, мы, бывает, вынуждены проводить оптимизацию, сокращать программы по закупке оборудования или по

Совместно с компанией «Татнефть» мы предложили пилотный проект бурения боковых каналов малого диаметра с последующей динамической стимуляцией. Я уверен, что эта технология перспективна. Нами уже наработан большой опыт: мы успешно бурим такие каналы, единственное – мы еще не научились бурить их направленно. Для решения этой проблемы наше предприятие заключило договор с СЗАО «Новинка» о партнерстве.

Together with Tatneft, we proposed a pilot project for drilling small diameter side channels with subsequent dynamic stimulation. I am sure that this technology is promising. We have already gained a lot of experience: we successfully drill such channels, the only thing is that we have not yet learned how to drill them in a targeted manner. To solve this problem, our company entered into a partnership agreement with CJSC Novinka.

tubing is narrowing, and some of the purchased fleets are idle. Secondly, with an increase in the length of horizontal wellbores, requirements for the diameters of the applied CTs, the capacity of the winding units and the traction forces of the injectors increase. The bulk of the units involved today does not meet these requirements. Thirdly, the low price of CT services due to the high competition between service companies. In order to use idle fleets, contractors begin dumping at tenders, lowering prices for services, and this does not contribute to the advancement of advanced technologies.

CTT: And what is needed to provide high-tech services?

R.A.: There should be a research center, investments in research and development, financial injections, so that you can create new equipment and purchase highly productive equipment. But small companies do not have such opportunities. They are only able to dump, and large contractors are left without work volumes because of this.

CTT: Are customers satisfied with the quality of services of these small companies?

R.A.: They are probably not quite happy. But if the customers have formed a certain price for a specific type of work, then they cannot raise

Для того чтобы задействовать простаивающие флоты, подрядчики начинают демпинговать на тендерах, снижать цены на услуги, а это не способствует продвижению прогрессивных технологий. In order to use idle fleets, contractors begin dumping at tenders, lowering prices for services, and this does not contribute to the advancement of advanced technologies.

привлечению субподрядных организаций. Все это негативно сказывается на нашем предприятии.

ВК: В чем Вы видите перспективы развития колтюбинговых технологий?

Р.А.: Перспективы – в увеличении мощности оборудования. Растут глубины скважин, диаметр гибкой трубы, вес колтюбинговой установки – вот это сейчас тренд развития. Требования заказчиков сегодня направлены на то, чтобы подрядчики работали на более мощном оборудовании, которое способно достигать значительной глубины, – такой, которой не позволяло достичь предыдущее поколение оборудования. Взял курс и на усложнение операций. Пробурены протяженные горизонтальные скважины – до 6 км с портами ГРП, которые надо удалить, провести повторные работы на них. Для таких операций необходимо мощное оборудование.

ВК: Какие направления российского высокотехнологичного нефтегазового сервиса, по Вашему мнению, будут интенсивно развиваться в ближайшей перспективе?

Р.А.: По моему мнению, будет развиваться, да уже и сейчас активно развивается, но не такими высокими темпами, как могло бы, горизонтальное бурение. В тренде – многостадийный ГРП, хотя пока мы по сравнению с американцами сильно отстаем в количестве стадий, наверное, на десятилетие, если не больше. Они проводят МГРП до 100 стадий и больше, а в нашей компании пока осуществляется 10–12 стадий.

Растут глубины скважин, диаметр гибкой трубы, вес колтюбинговой установки – вот это сейчас тренд развития.

The depths of the wells, the diameter of the CT, the weight of the coiled tubing units are growing. This is now a development trend.

ВК: Велико ли отставание передовых российских сервисных компаний от компаний «большой четверки»?

Р.А.: У международных компаний больше финансовых возможностей, поэтому они технически более развиты, чем наши сервисные компании. По оборудованию, на котором они работают, по их политике, по внедрению инноваций нам пока сложно с ними соперничать. Но по некоторым технологиям мы вполне способны конкурировать с ними на равных.

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

this cost. They are forced to work at the costs that the previous contractors formed for them.

CTT: How do you think the current economic and political situation affects a high-tech oil and gas service?

R.A.: For these reasons, we do not have a constant amount of work. If earlier, at the beginning of each year, we had a specific program, certain customers, an annual amount of work, and we knew what capacities and human resources we would need, now there is no such certainty. It happens that the amount of work is not that big, our equipment and personnel remain unused. Accordingly, we are forced to optimize, reduce programs to purchase equipment or to attract subcontractors. All this negatively affects our company.

CTT: What are your prospects for the development of coiled tubing technologies?

R.A.: Prospects lie in increasing the capacity of equipment. The depths of the wells, the diameter of the CT, the weight of the coiled tubing units are growing. This is now a development trend. Customer requirements today are aimed at ensuring that contractors work on more powerful equipment that can reach significant depths – the one that the previous generation of equipment did not allow to achieve. A course has also been taken to complicate operations. Extended horizontal wells have been drilled – up to 6 km with hydraulic fracturing ports that need to be removed and repeated work done on them. For such operations, powerful equipment is needed.

CTT: What areas of the Russian high-tech oil and gas service, in your opinion, will be intensively developed in the near future?

R.A.: In my opinion, horizontal drilling will develop, and even now it is actively developing, but not at as high a rate as it could. The trend is multi-stage hydraulic fracturing, although so far we, compared to the Americans, are far behind in the number of stages, probably by a decade, if not more. They perform multi-stage hydraulic fracturing up to 100 stages and more, while in our company 10 to 12 stages are still being carried out.

CTT: Are the leading Russian service companies far behind the Big Four?

R.A.: International companies have more financial opportunities, therefore they are technically more developed than our service companies. For the equipment on which they work, for their policy, for the introduction of innovations, it is still difficult for us to compete with them. But for some technologies, we are quite capable of competing with them on equal terms.

Interviewer – Halina Bulyka, Coiled Tubing Times



**ПРОИЗВОДСТВО
МАНИФОЛЬДА
ВЫСОКОГО ДАВЛЕНИЯ**

www.spomega.ru

РФ, 426039, УР, г. Ижевск,
ул. Воткинское Шоссе, 284
hello@spomega.ru
+7 (3412) 26 00 42



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





ESTM



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



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

Колтюбинг прочно занял свою нишу Coiled Tubing Firmly Occupied its Niche

На вопросы журнала «Время колтюбинга. Время ГРП» отвечает А.В. НОВИЧКОВ, генеральный директор ООО «Койл-Сервис».

Беседа состоялась в кулуарах 20-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы».

Coiled Tubing Times journal is interviewing A.V. NOVICHKOV, General Director of LLC "Coile-Service".

The conversation took place at the 20th International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference.

А.В. Новичков родился 19 ноября 1970 года в Лениногорске Татарской АССР.

Окончил Томский политехнический университет по специальности «геология и разведка нефтяных и газовых месторождений» и Югорский государственный университет по специальности «экономика и управление на предприятиях природопользования».

Трудовой стаж в нефтегазовой промышленности ведет с 1996 года.

Занимаемые должности и места работы: СП «Корпорация Югранефть», совместное российско-канадское нефтедобывающее предприятие. С 1996 по 2000 год – оператор по исследованию скважин, мастер бригады по исследованию скважин, геолог.

ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз». С 2000 по 2002 год – ведущий геолог отдела разработки месторождений.

ОАО «Корпорация Югранефть» (компания вошла в структуру ТНК-ВР). С 2002 по 2004 год – заместитель начальника геологической службы (зам. главного геолога).

ООО «Ньюко Велл Сервис» («Трайкан Велл Сервис»), 2004–2011. С 2004 по 2006 год – заместитель начальника геологической службы. С 2006 по 2008-й – заместитель начальника по производству Нефтеюганского участка. С 2008 по 2011-й – начальник Ванкорского производственного участка.

ЗАО «БВТ-Восток». С 2011 по 2017-й – директор Красноярского филиала – заместитель генерального директора по производству.

ООО «Койл-Сервис». С 2017-го – генеральный директор.

Имеет грамоты и благодарности Министерства энергетики РФ, НК «Роснефть»

Является председателем ГЭК института нефти и газа Сибирского федерального университета.



A. V. Novichkov was born on November 19, 1970 in the city of Leninogorsk, Tatar Autonomous Soviet Socialist Republic.

He graduated from Tomsk Polytechnic University with a degree in geology and exploration of oil and gas fields and Ugra State University with a degree in economics and management at environmental enterprises.

He has been working in the oil and gas industry since 1996.

Positions and places of work:

JV Corporation Yugraneft is a joint Russian-Canadian oil company. From 1996 to 2000 Well research operator, foreman of the well research team, geologist.

OJSC Slavneft-Megionneftegaz. From 2000 to 2002 Leading geologist of the field development department.

OJSC Yugraneft Corporation (the company became part of TNK-BP). From 2002 to 2004 Deputy Head of the Geological Survey (Deputy Chief Geologist).

Newco Well Service LLC (Traican Well Service) 2004–2011 From 2004 to 2006 Deputy Head of the Geological Survey. From 2006 to 2008 Deputy Head of Production Nefteyugansk site. From 2008 to 2011 Head of Vankor Production Site.

CJSC BVT-Vostok. From 2011 to 2017 Director of the Krasnoyarsk branch – Deputy General Director for Production.

LLC "Coile-Service". Since 2017 General Manager.

He has letters of appreciation and the Ministry of Energy of the Russian Federation, Rosneft Oil Company

He is the Chairman of the State Oil Company of the Institute of Oil and Gas of the Siberian Federal University.

«Время колтюбинга»: Александр Васильевич, сравнительно недавно Вы возглавили ООО «Койл-Сервис». Как бы Вы охарактеризовали сегодняшний день компании?

Александр Новичков: «Койл-Сервис» – компания с историей, которая два года назад начала новый этап своей деятельности, приступила к выполнению работ, которые раньше не выполняла. Интересные работы были и раньше, в частности, на месторождениях «ЛУКОЙЛ-Коми» проводилась эжекторная очистка скважин. Это уникальная технология, которую, кроме нашей компании, никто не применял на практике. Это были пробные работы, которые прошли достаточно успешно, но, к сожалению, не получили пока дальнейшего развития, однако мы надеемся на возобновление данных работ. На сегодняшний день компания «Койл-Сервис» выполняет практически все стандартные скважинные операции, которые реализует большинство сервисных компаний.

ВК: В каких регионах «Койл-Сервис» оказывает услуги?

А.Н.: Мы работаем в Западной Сибири.

ВК: На каких работах специализируется компания?

А.Н.: Наши основные работы – промывка скважин после ГРП, гидropескоструйная перфорация, нормализация, освоение. Это основной набор операций, который в настоящее время нам поручает заказчик.

ВК: Какие колтюбинговые установки составляют парк компании «Койл-Сервис»?

А.Н.: У нас задействованы установки производства СЗАО «ФИДМАШ»: одна установка МК30Т, вторая – МК20Т.

ВК: Какие новые подходы Вы привнесли как генеральный директор в организацию производства?

А.Н.: Знаете, трудно что-то привнести лично, везде работает команда. Всё, что можно было придумать, на мой взгляд, уже придумано, но мы ищем и пробуем. Перефразируя Льюиса Кэрролла, «Алису в стране чудес», чтобы оставаться на месте, нужно бежать со всех ног, а чтобы двигаться дальше, надо бежать еще быстрее.

ВК: Но в новой должности Вам, конечно же, пришлось перестраивать работу компании?

А.Н.: Да, мы перестроили абсолютно всю работу. Как я уже сказал, «Койл-Сервис» – компания с историей. Но не всегда эта история была положительной.

На месторождениях «ЛУКОЙЛ-Коми» проводилась эжекторная очистка скважин. Это уникальная технология, которую, кроме нашей компании, никто не применял на практике.

Ejector cleaning of wells was carried out at the LUKOIL-Komi fields. This is a unique technology that, apart from our company, no one has put into practice.

Coiled Tubing Times: Alexander Vasilievich, relatively recently you headed “Coil-Service”. How would you characterize today's company?

Alexander Novichkov: “Coil-Service” is a company with a history. The company that, two years ago, began a new phase of its activity, began to perform work that it had not previously performed. Interesting work has been done before, in particular, ejector cleaning of wells was carried out at the LUKOIL-Komi fields. This is a unique technology that, apart from our company, no one has put into practice. These were trial works, which were quite successful, but, unfortunately, have not yet received further development, but we hope for the resumption of these works. Today, the company “Coil-Service” performs almost all standard well operations that are implemented by most service companies.

CTT: In what regions does “Coil-Service” provide services?

A.N.: We work in Western Siberia.

CTT: What kind of works does the company specialize in?

A.N.: Our main work is well cleanout hydraulic fracturing, , wellbore cleanout, an casing perforation and well development. This is the main set of operations that the customer currently entrusts to us.

CTT: What coiled tubing units make up the “Coil-Service” fleet?

A.N.: We have involved production facilities at NOV FIDMASH: the first is MK-30T, the second is MK-20T.

CTT: What new approaches have you introduced as a general manager in the organization of production?

A.N.: You know, it's hard to bring something in person, the team works everywhere. In my opinion, everything that could have been invented has already been invented, but we are looking and trying. To paraphrase Lewis Carroll's “Alice in Wonderland”, to stay in place you need to run as fast as you can, and to move on, you need to run even faster.

CTT: But in your new position, of course, you had to restructure the work of the company?

A.N.: Yes, we reorganized the whole working process. As I said, Coil-Service is a company with a rich history. But it was not always positive.

CTT: How do you conduct personnel policy?

A.N.: Our personnel policy is rather tough. I personally try to take part in the selection of

ВК: Как Вы ведете кадровую политику?

А.Н.: Кадровая политика у нас достаточно жесткая. Я сам лично стараюсь принимать участие в подборе кадров, ну и, конечно, в подборе участвуют наши специалисты. Но резюме кандидата я по возможности рассматриваю сам и беседую с претендентом. Соответственно, основные критерии отбора – это опыт и хорошая репутация.

ВК: Всегда ли оправдывают Ваши ожидания сотрудники, принятые в компанию в результате такого строгого отбора?

А.Н.: Человеческий фактор – не всегда объяснимая штука. Бывает, на первый взгляд, все выглядит хорошо, но потом происходит ряд перемен, которые никакому анализу и объяснению не поддаются.

ВК: Не зря в народе говорят, что, чтобы понять человека, надо с ним пуд соли съесть. Ведь пуд соли здесь – это мера времени, долгий период, за который съедаются эти самые 16 кг соли...

А.Н.: Да, именно.

ВК: Какие технологии нефтегазового сервиса, на Ваш взгляд, сейчас в России в тренде, в самом авангарде?

А.Н.: Как сегодня уже неоднократно прозвучало с трибуны конференции, это многостадийный ГРП (разбуривание оснастки МГРП, посадка всевозможных пробок и т. п.). Все, что связано с технологией ГРП, сегодня, судя по всему, самое востребованное. Ну и традиционные работы, в первую очередь промывка, освоение и нормализация забоя скважины.

ВК: Существует мнение, что в связи с распространением технологий МГРП, осуществляемым без участия ГНКТ, область применения последнего объективно сужается. Вы согласны с этим?

А.Н.: Такая тенденция есть. Но я считаю, что колтюбинг свою нишу занял в принципе прочно, и это свидетельствует о достаточном количестве закупочных процедур в различных регионах нефтедобычи, которые объявляет недропользователь. Если где-то уход от колтюбинговых технологий и происходит, то в других секторах идет восполнение. Сейчас очень много примеров, когда делают ГРП на ГНКТ, чего раньше или практически не делалось, или делалось в минимальном количестве. Так или иначе я думаю, что свой сектор ГНКТ и связанные с этим технологии будут востребованы еще долгое время.

ВК: Еще одна расхожая фраза: ГНКТ – это такси. Колтюбингу отводится вспомогательная роль как средству доставки.

personnel, and, of course, our specialists participate in the selection. But whenever possible, I consider the candidate's resume myself and talk with the applicant. Accordingly, the main selection criteria are experience and a good reputation.

CTT: Do employees accepted into the company as a result of such a strict selection always live up to your expectations?

A.N.: The human factor is not always an explainable thing. It happens, at first glance, everything looks good, but then a series of changes take place that cannot be analyzed or explained.

Все, что связано с технологией ГРП, сегодня самое востребованное. Ну и традиционные работы, в первую очередь промывка, освоение и нормализация забоя скважины.

Everything related to hydraulic fracturing technology today seems to be the most demanded. Well, traditional work, first of all, well cleanout and development, wellbore cleanout.

CTT: It is not for nothing that people say that in order to understand a person, you need to go through thick and thin with him. After all, thick and thin here is a measure of time, a long period for which these thick and thin are experienced...

A.N.: Yes exactly.

CTT: What technologies of oil and gas service, in your opinion, are now in trend in Russia?

A.N.: As it has been repeatedly sounded from the rostrum of the conference

today, this is a multi-stage hydraulic fracturing (drilling of hydraulic fracturing equipment, planting all kinds of plugs, etc.) Everything related to hydraulic fracturing technology today seems to be the most demanded. Well, traditional work, first of all, well cleanout and development, wellbore cleanout.

CTT: There is an opinion that due to the proliferation of multistage fracturing technologies carried out without CT, the scope of the latter is objectively narrowed. Do you agree with that?

A.N.: Here is such a trend. But I believe that coiled tubing has occupied its niche, in principle, firmly, and this indicates a sufficient number of procurement procedures in various oil production regions that the subsoil user announces. If somewhere people give up coiled tubing technologies, then replenishment is ongoing in other sectors. Now there are a lot of examples of doing hydraulic fracturing on coiled tubing, which was previously either practically not done, or was done in minimal quantities. One way or another, I think that my coiled tubing sector and related technologies will be in demand for a long time to come.

CTT: Another common phrase: CT is a taxi. Coiled tubing has a supporting role as a delivery vehicle. In your opinion, is coiled tubing

По Вашему мнению, колтюбинговые технологии – это самостоятельный раздел нефтегазового сервиса или все-таки служебный?

А.Н.: Я скажу так: это такой же ремонт скважины, только с несколько другим подходом и оборудованием.

ВК: Что препятствует развитию высокотехнологичного нефтегазового сервиса в России?

А.Н.: Стоимость работ – это раз. Расценки значительно снизились, если сравнивать с теми работами, которые выполнялись 7–8 лет назад. Аналогичные операции тогда расценивались иначе, чем сегодня, но при всем этом цены на оборудование и комплектующие стали несколько выше либо остались на том же уровне. В свою очередь, стоимость услуг стала ощутимо ниже. В любом случае работы востребованы, но о развитии говорить сложно. Отмечу, что и заказчик не имеет большого желания рисковать и вводить какие-то инновационные технологии, потому что это требует достаточно больших затрат, но нет уверенности, что они принесут желаемый эффект.

ВК: Мне приходилось слышать, что у заказчиков иногда возникает дилемма: проводить работы дешевле и дольше, но с КРС, или дороже и быстрее, но с ГНКТ. Как, по-Вашему, не вытесняет ли КРС в каких-то операциях колтюбинг?

А.Н.: У КРС своя ниша, которую никто никогда не займет. Это капитальный ремонт скважин во всех проявлениях – ремонт колонн, смена насосов, ликвидация аварий и т. п. То, что никогда не сделает колтюбинг. Бывает, что нас заменяют КРС для удешевления работ. Но случается, что заказчику необходимо, чтобы скважина срочно начала давать продукцию, и тогда, не считаясь с ценой, и ставят колтюбинг.

ВК: А в плановом порядке ставят КРС?

А.Н.: Да, но бывает, что КРС не может выполнить то, что под силу было бы колтюбингу, и в итоге привлекают все-таки колтюбинг. Но уже потеряно время, потеряны деньги.

ВК: Какие конкурентные преимущества помогают Вашей компании в тендерных процедурах?

А.Н.: С этим все очень сложно, потому что в тендерной процедуре во главу угла ставится стоимость

Заказчик не имеет большого желания рисковать и вводить инновационные технологии, потому что это требует достаточно больших затрат, но нет уверенности, что они принесут желаемый эффект.

The customer does not have a great desire to take risks and introduce innovative technologies, because it requires quite a lot of costs, but there is no certainty that they will bring the desired effect.

the same time, prices for equipment and components became slightly higher or remained at the same level. In turn, the cost of services has become significantly lower. In any case, the work is in demand, but it's difficult to talk about development. I note that the customer does not have a great desire to take risks and introduce any innovative technologies, because it requires quite a lot of costs, but there is no certainty that they will bring the desired effect.

CTT: I have heard that customers sometimes have a dilemma: to carry out work cheaper and longer, but with workover, or more expensive and faster, but with CT. In your opinion, does workover displace coiled tubing in some operations?

А.Н.: Workover has its own niche that no one will ever occupy. This is a major overhaul of wells in all manifestations – repair of columns, change of pumps, liquidation of accidents, etc. These are the types of work, that coiled tubing will never be able to do. It happens that we are replaced by workover to reduce the cost of work. But it happens that the customer needs the well to urgently start producing products, and then, regardless of the price, they put coiled tubing.

Бывает, что КРС не может выполнить то, что под силу было бы колтюбингу, и в итоге привлекают все-таки колтюбинг. Но уже потеряно время, потеряны деньги.

It happens that workover can't do what coiled tubing could have done, and in the end they still attract coiled tubing. But time is already lost, money is lost.

technology an independent section of the oil and gas service or is it still service?

А.Н.: I will say this: this is the same well repair, but with a slightly different approach and equipment.

CTT: What hinders the development of high-tech oil and gas services in Russia?

А.Н.: The first thing is the cost of work. Prices have decreased significantly when compared with those works that were carried out 7–8 years ago. Similar operations were then regarded differently than today, but at

CTT: Do they plan to use workover in an orderly fashion?

А.Н.: Yes, but it happens that workover can't do what coiled tubing could have done, and in the end they still attract coiled tubing. But time is already lost, money is lost.

CTT: What competitive advantages help your company in tender procedures?

А.Н.: Everything is very complicated, because in the tender procedure the cost of

работ. С одной стороны, это можно понять, так как все стремятся к уменьшению затрат и издержек, и порой заказчик даже не рассматривает техническую оснащенность подрядчика. Взять, к примеру, нашу компанию: за два года мы полностью обновили парк оборудования на одном из флотов и до конца 2019 года обновим полностью все для второго флота. Представляете уровень затрат? Это и привлеченные инвестиции, и займы, и лизинговые платежи. Мы пошли на все это, чтобы наши затраты окупились, а полученный результат дал нам возможность перспективного планирования качества и роста компании. Но зачастую заказчикам бывает абсолютно не интересен уровень оснащенности и подготовки подрядчика к выполнению работ, а интересна только стоимость. Соответственно, случаются такие парадоксы, когда выигрывает подрядчик, не имеющий практически ничего, даже необходимого или достаточного опыта персонала, но с ценой ниже исторически установившейся по региону.

ВК: Сложно бороться с такими конкурентами?

А.Н.: Очень сложно, потому что это сильно влияет на рынок в ценовом диапазоне и многим становится нерентабельно работать.

ВК: Но устраивает ли заказчиков качество работ таких дешевых подрядчиков?

А.Н.: Эти компании так или иначе работают. Самое удивительное, что сами они несут существенные убытки, потому что при таких расценках не может существовать ни бизнес, ни сервис.

ВК: У Вас оптимистичный взгляд на развитие высокотехнологичного нефтегазового сервиса в России или пессимистичный?

А.Н.: У меня он реалистичный.

ВК: И на чем основан Ваш реализм?

А.Н.: На фактически выполняемых работах и получаемых доходах.

ВК: В последние годы не наблюдается притока принципиально новых технологий. Почему?

А.Н.: Потому что подрядчик готов к экспериментам, даже зачастую связанных с рисками для себя, но не всегда к ним готовы нефтяные компании.

ВК: В кулуарах конференции прозвучало мнение, что вся надежда – на недропользователей, которые будут строить протяженные горизонтальные скважины, нуждающиеся в обслуживании исключительно с помощью ГНКТ.

А.Н.: Такие скважины строятся достаточно давно, практически каждая компания на сегодня работает

За два года мы полностью обновили парк оборудования на одном из флотов и до конца 2019 года обновим полностью все для второго флота.

In two years we have completely updated the equipment fleet in one of the fleets and by the end of 2019 we will completely update everything for the second fleet.

work is paramount. On the one hand, this can be understood, since everyone strives to reduce costs and expenses, and sometimes the customer does not even consider the technical equipment of the contractor. Take, for example, our company: in two years we have completely updated the equipment fleet in one of the fleets and by the end of 2019 we will completely update everything for the second fleet. Can you imagine

the level of costs? These are attracted investments, and loans, and leasing payments. We did all this so that our costs paid off, and the result obtained gave us the opportunity to plan ahead for the quality and growth of the company. But often, customers are absolutely uninterested in the level of equipment and preparation of the contractor for work, and only the cost is important. Accordingly, such paradoxes occur when the contractor wins, having practically nothing, even the necessary or sufficient experience of the staff, but with a price lower than the historically established region.

CTT: Is it difficult to deal with such competitors?

А.Н.: It is very difficult, because it greatly affects the market in the price range, and it becomes unprofitable for many to work.

CTT: But are customers satisfied with the quality of work of such cheap contractors?

А.Н.: These companies work one way or another. The most amazing thing is that they themselves incur significant losses, because at such rates neither business nor service can exist.

CTT: Do you have an optimistic outlook on the development of a high-tech oil and gas service in Russia or a pessimistic one?

А.Н.: I have a realistic one.

CTT: And what is your realism based on?

А.Н.: On actually performed work and income received.

CTT: In recent years, there has been no influx of fundamentally new technologies. Why?

А.Н.: Because the contractor is ready for experiments, even often associated with risks for himself, but oil companies are not always ready for them.

CTT: On the sidelines of the conference, the opinion was voiced that all hope was for subsoil

с горизонтальными скважинами, имеющими достаточно сложный профиль.

БК: Какова протяженность горизонтальных стволов в местах Ваших работ?

А.Н.: Месторождения Западной Сибири эксплуатируются достаточно долго и имеют различные конфигурации скважин. Протяженность горизонтальных участков скважин составляет около 500–600 м.

БК: Гибкую трубу какого диаметра Вы используете?

А.Н.: 44,45 мм.

БК: Импортную?

А.Н.: Нет, на сегодня мы работаем на гибкой трубе российского производства, и она вполне справляется с необходимыми задачами. Устраивает и соотношение «цена – качество», и скорость поставки этой трубы. В работе ГНКТ от ESTM показала себя превосходно. Компания намерена открыть склад консигнации в Западной Сибири, кстати, это намерены сделать и другие поставщики. Очень важно, что там всегда будет находиться запас ГНКТ. Прошли те времена, когда мы вынуждены были десятками катушек закупать эти трубы за океаном, тратить огромные деньги, прикладывать большие усилия, чтобы хранить запасы в надлежащем состоянии. Очень удобно будет быстро получить трубу со склада, если вдруг резко возникнет потребность в ней.

БК: Западная Сибирь очень большая. Где именно будет склад?

А.Н.: Пока идет обсуждение этого вопроса. Интересовались и моим мнением. Я бы открыл такой склад в Сургуте. Это отличное логистическое место, надежно обеспеченное всеми видами сообщения.

БК: Ваши пожелания коллегам из других компаний.

А.Н.: Мы являемся конкурентами только на тендерах и всевозможных торгах. А здесь, на конференции, мы все коллеги, единомышленники. У нас есть о чем поговорить, у нас в принципе общие проблемы. Самое интересное, что в личном общении обо всех инновациях мы узнаем гораздо раньше, чем приходит официальная информация. Мы делимся друг с другом опытом, советуемся, обсуждаем технологические тонкости, спрашиваем друг у друга, как и что делать. Всем коллегам – самые лучшие пожелания!

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

В личном общении обо всех инновациях мы узнаем гораздо раньше, чем приходит официальная информация. Мы делимся друг с другом опытом, советуемся, обсуждаем технологические тонкости.

In personal communication we will learn about all innovations much earlier than official information comes. We share experience with each other, consult, discuss technological subtleties, ask each other how and what to do.

users who would build long horizontal wells that needed to be serviced exclusively with coiled tubing.

A.N.: Such wells have been built for a long time, almost every company today works with horizontal wells having a rather complicated profile.

CTT: What is the length of horizontal wellbores in the places of your work?

A.N.: The oilfields of Western Siberia have been exploited for quite a long time and have various well configurations. The length of the horizontal sections of the wells is about 500–600 m.

CTT: What diameter CT do you use?

A.N.: A 44,45 mm one.

CTT: An imported one?

A.N.: Today, we are working on with a coiled tubing of Russian production, and it copes with the necessary tasks. The ratio of price and quality, and the speed of delivery of this tubing satisfies us. ESTM's CT has proven to be excellent in its operation. The company intends to open a consignment warehouse in Western Siberia, by the way other suppliers also intend to do this. It is very important that there will always be a supply of coiled tubing. Gone are the days when we were forced by dozens of coils to buy these pipes overseas, spend huge amounts of money, make great efforts to keep our reserves in good condition. It will be very convenient to quickly get the tubing from the warehouse, if suddenly there is a need for it.

CTT: Western Siberia is very large. Where exactly will the warehouse be?

A.N.: There is a discussion of this issue. If you are interested in my opinion. I would open such a warehouse in Surgut. This is an excellent logistic place, reliably provided with all types of communication.

CTT: Your wishes to colleagues from other companies.

A.N.: We are competitors only in tenders and all kinds of tenders. And here, at the conference, we are all colleagues, like-minded people. We have something to talk about, we, in principle, have common problems. The most interesting thing is that in personal communication we will learn about all innovations much earlier than official information comes. We share experience with each other, consult, discuss technological subtleties, ask each other how and what to do. Best wishes to all colleagues!

Interviewer – Halina Bulyka, Coiled Tubing Times

Наш конек: работы на гибкой трубе с кабелем

Our Strong Point: the Work on a CT with a Cable

На вопросы журнала «Время колтюбинга. Время ГРП» отвечает А.С. ДОЛБНЯ, заместитель начальника экспедиции специальных работ по ГНКТ ООО «Газпром недра».

Беседа состоялась в кулуарах 15-й Потребительской конференции по вопросам эксплуатации колтюбингового, насосного, азотного оборудования и оборудования для ГРП СЗАО «ФИДМАШ».

Coiled Tubing Times» meets A.S. DOLBANYA, Deputy Head of Special Expedition for Coiled tubing, «Gazprom Nedra».

The conversation took place at the 15th Consumer Conference on the operation of coiled tubing, pumping, nitrogen equipment and equipment for hydraulic fracturing of NOV FIDMASH.

А.С. Долбня родился 12 мая 1987 года в ст. Новодмитриевская, Северский район, Краснодарский край, РФ.

Окончил Краснодарский машиностроительный колледж по специальности «разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений». Затем – Кубанский социально-экономический институт по специальности «менеджмент» (экономика и управление на предприятиях нефтяной и газовой промышленности).

Профессиональный опыт: 2007-й – техник; 2007–2008-й – механик по сопровождению оборудования; 2008–2009-й – инженер по интенсификации скважин; 2009–2014-й – инженер-механик; 2014–2016-й – начальник участка ГНКТ (в Новом Уренгое); с 2016-го по настоящее время – заместитель начальника экспедиции по ГНКТ (в Новом Уренгое). Награжден благодарностью ООО «Газпром георесурс» и почетной грамотой ООО «Газпром георесурс».



A.S. Dolbnya born May 12, 1987 Art. Novodmitrievskaya, Seversky district, Krasnodar Territory of the Russian Federation.

He graduated from the Krasnodar Engineering College with a degree in the development and operation of oil and gas fields.

He graduated from the Kuban Socio-Economic Institute with a degree in management (Economics and Management at the enterprises of the oil and gas industry)

Professional experience: 2007–Technician; 2007–2008 – Equipment Maintenance Mechanic; 2008–2009 – Well Stimulation Engineer; 2009–2014 – Mechanical engineer; 2014–2016 – Head of CT site (in Novy Urengoy); 2016 – p.t. – Deputy CT Expedition Chief (in Novy Urengoy). Awarded the gratitude of LLC Gazprom georesurs and the certificate of honor of LLC Gazprom georesurs.

«Время колтюбинга»: Антон Сергеевич, ООО «Газпром недра» было создано в 2019 году путем объединения производственных потенциалов ООО «Газпром георесурс», где Вы раньше работали, и ООО «Газпром геологоразведка». Компания ведет свою производственную деятельность во многих регионах Российской Федерации. Раньше основным местом работ Вашей экспедиции являлся Краснодарский край. В каких регионах действует Ваша

Coiled Tubing Times: Anton Sergeevich, Gazprom Nedra LLC was created in 2019 by combining the production potentials of Gazprom Georesurs LLC, where you used to work, and Gazprom Geologorazvedka LLC. The company conducts its production activities in many regions of the Russian Federation. Previously, the main place of work for your expedition was the Krasnodar Territory. In which regions does your expedition of special works operate now?

экспедиция специальных работ теперь?

Антон Долбня: Да, действительно, мы работали в разных регионах России, и не только в России. У нас был многолетний проект по реконструкции скважин Инчукалнского ПХГ в Латвийской Республике. Все проекты выполнены в полном объеме, и на сегодняшний день мы работаем в одном регионе – в Ямало-Ненецком автономном округе.

ВК: Расскажите о Ваших заказчиках.

А.Д.: Основной процент объема работ мы выполняем для ПАО «Газпром». Наши основные заказчики – это ООО «Газпром добыча Уренгой», ООО «Газпром добыча Ямбург», ООО «Газпром добыча Надым», ОАО «Севернефтегазпром». Меньшую часть по выполнению работ занимают такие заказчики, как АО «Ачимгаз», АО «Роспан Интернешнл», АО «Арктикгаз» и другие.

ВК: На каких работах специализируется Ваша экспедиция?

А.Д.: Основные объемы наших работ – это ГИС на ГНКТ. Мы работаем на гибкой трубе с кабелем, используем приборы, которые делают запись в режиме реального времени, и инженер-геофизик, находясь в станции каротажа при выполнении работ, видит, как происходит запись в режиме онлайн. Также работаем на гибкой трубе без кабеля с автономными приборами. Выполняем нормализации забоев и освоение скважин.

ВК: Какие колтюбинговые установки Вы эксплуатируете?

А.Д.: У нас пока две установки производства СЗАО «ФИДМАШ»: одна среднего класса – МК20Т-50 и одна тяжелого класса – МК30Т-10. Это стандартные, хорошо обкатанные установки, на которых мы наработали богатый практический опыт.

ВК: Каковы глубины скважин в местах Ваших работ?

А.Д.: Самые глубокие скважины, на которых мы работаем, – это скважины, разбуренные на ачимовские горизонты, где глубины по стволу скважины свыше 4000 м. Такие скважины имеются у компаний ООО «Газпром добыча Уренгой», АО «Ачимгаз», АО «Арктикгаз», АО «Роспан Интернешнл» и других. На скважинах с S-образным стволом искусственные забои находятся на глубинах 4000–4700 м. Также есть горизонтальные скважины,

Основные объемы наших работ – это ГИС на ГНКТ. Мы работаем на гибкой трубе с кабелем, используем приборы, которые делают запись в режиме реального времени, и инженер-геофизик, находясь в станции каротажа при выполнении работ, видит, как происходит запись в режиме онлайн.

The main scope of our work is well logging using CT. We work on a coiled tubing with a cable, we use instruments that record in real time, and the geophysicist engineer, being in the logging station while performing work, sees how the recording is online. We also work on a coiled tubing without a cable with autonomous devices.

Антон Долбня: Yes, indeed, we worked in different regions of Russia and not only in Russia. We had a long-term project for the reconstruction of wells at the Inčukalns UGSF in the Republic of Latvia. All projects have been fully implemented, and today we are working only in one region – in the Yamalo-Nenets Autonomous Okrug.

CTT: Tell us about your customers.

A.D.: The bulk of the volume of work we carry out is for PJSC Gazprom. Our main customers are Gazprom Dobycha Urengoy LLC, Gazprom Dobycha Yamburg LLC, Gazprom Dobycha Nadym LLC, Severneftegazprom OJSC. A smaller part of the work is carried out by such customers as Achimgaz JSC, Rospan International JSC, Arktikgaz JSC and others.

CTT: What works does your expedition specialize in?

A.D.: The main scope of our work is well logging using CT. We work on a coiled tubing with a cable, we use

instruments that record in real time, and the geophysicist engineer, being in the logging station while performing work, sees how the recording is online. We also work on a coiled tubing without a cable with autonomous devices. We carry out wellbore cleanout and development of wells.

CTT: What coiled tubing systems do you operate?

A.D.: We still have two units manufactured by NOV FIDMASH: one of the middle class MK20T-50 and one of the heavy class MK30T-10. These are standard, well-run units, on which we have gained rich practical experience.

CTT: What are the depths of the wells at your work sites?

A.D.: The deepest wells that we work on are those drilled into the Achimov horizons, where the depth of the wellbore is more than 4000 m. Gazprom Dobycha Urengoy LLC, Achimgaz JSC, Arktikgaz JSC, Rospan International JSC and others have such wells. In wells with an S-shaped bore, artificial wellbores are located at depths of 4000–4700 m. There are also horizontal wells, these wells have extended horizontal sections, and the bottom hole depth reaches up to 6000 m.

у этих скважин протяженные горизонтальные участки, а глубина забоя по стволу достигает до 6000 м.

ВК: Какие там коллекторы?

А.Д.: В основном это коллекторы, сложенные песчаниками. Ачимовские песчаники обладают средней пористостью и достаточно низкой проницаемостью. Залежи данного типа являются нефтегазоносными. В данных горизонтах аномально высокое пластовое давление.

ВК: ООО «Газпром недра» второй год подряд занимает первое место в номинации «Геофизические исследования и работы в скважинах» по версии «ТЭК-Рейтинг». Какие именно работы по геофизике выполняет Ваша компания?

А.Д.: На сегодняшний день ООО «Газпром недра» – это специализированная многопрофильная компания, выполняющая централизованно полный цикл геологоразведочных работ на территории РФ и предоставляющая заказчикам широкий спектр уникальных геофизических и геолого-технических услуг. В связи с этим мы выполняем весь спектр геофизических услуг.

ВК: Гибкую трубу каких производителей Вы используете?

А.Д.: На сегодняшний день мы полностью перешли на ГНКТ производства российской компании ESTM. Пока она хорошо себя показывает на практике. Первые бунты мы уже отработали. Минусы есть, но они незначительные.

ВК: Каких технологий, на Ваш взгляд, не хватает в российском сегменте геофизики с ГНКТ?

А.Д.: На мой взгляд, технологий сегодня достаточно. Нужно освоить те, которые были введены за недавний период времени. Практики по некоторым из них пока наработано мало.

ВК: Какие работы у Вашей компании особенно хорошо получаются?

А.Д.: Мы хорошо обкатали технологию работ на гибкой трубе с кабелем. Мало кто, наверное, из числа других компаний выполняет такие объемы подобных работ на ГНКТ с кабелем.

ВК: Вы приобретаете готовую ГНКТ с запасованным кабелем или сами производите запасовку?

А.Д.: Мы покупаем уже готовую трубу с запасованным кабелем. Технология работы на ГНКТ с кабелем у нас отлажена практически до идеала: в основном не бывает никаких потерь сигнала во время записи.

Технология работы на ГНКТ с кабелем у нас отлажена практически до идеала: в основном не бывает никаких потерь сигнала во время записи.

The technology of working on a CT with a cable is debugged practically to the ideal: basically, there are no signal losses during recording.

CTT: What kind of collectors are there?

A.D.: Basically, these are sandstone deposits. Achimov sandstones have medium porosity and fairly low permeability. Deposits of this type are oil and gas bearing. In these horizons, abnormally high reservoir pressure.

CTT: For the second year in a row, Gazprom Nedra LLC takes the first place in the wellbore cleanout “Geophysical exploration and work in wells” according to the “Energy Rating” version. What kind of geophysical work is your company doing?

A.D.: Today, Gazprom Nedra LLC is a specialized multidisciplinary company that performs a centralized full cycle of exploration in the Russian Federation and provides customers with a wide range of unique geophysical and geological and technical services. In this regard, we carry out the whole range of geophysical services.

CTT: Which CT manufacturers do you prefer?

A.D.: To date, we have completely switched to CT produced by the Russian company ESTM. While it shows itself well in practice. The first riots we have already worked. There are cons, but they are insignificant.

CTT: What technologies, in your opinion, are lacking in the Russian segment of well logging using coiled tubing?

A.D.: In my opinion, there are enough technologies today. It is necessary to master those that have been introduced over a recent period of time. Practices in some of them have so far been little developed.

CTT: What kind of work does your company do especially well?

A.D.: We tested the flex cable technology well. Few, probably, among other companies, carry out such volumes of similar work on coiled tubing with cable.

CTT: Do you purchase a ready-made coiled tubing with a spare cable or do you make a reserve yourself?

A.D.: We buy a ready-made CT with stocked cable. The technology of working on a CT with a cable is debugged practically to the ideal: basically, there are no signal losses during recording.

CTT: What is the relationship between your company and customers?

A.D.: Well, due to the fact that our main customer is Gazprom PJSC, and we are a 100% subsidiary of Gazprom PJSC, and, in general, we work in

БК: Как складываются отношения Вашей компании с заказчиками?

А.Д.: Ну в связи с тем, что основной заказчик у нас ПАО «Газпром», а мы являемся 100%-м дочерним обществом ПАО «Газпром», и, в общем, работаем в одной системе и на единую цель, то отношения у нас достаточно хорошие, всегда находится взаимопонимание. Но и с остальными заказчиками у нас всегда все хорошо. Мы выполняем свои работы всегда качественно и в срок.

БК: Когда-то я брала интервью у одного из столпов нефтегазового сервиса В.И. Грайфера, и он сказал, что в сложные, кризисные периоды нефтесервисным подразделениям надежнее оставаться в структурах ВИНК, чем выходить на рынок самостоятельно. Ваша компания работает под крылом «Газпрома». Как бы вы охарактеризовали плюсы и минусы такой позиции?

А.Д.: Да, при такой ситуации есть минусы. Изначально в структуре каждого газпромовского добычного общества была своя сервисная компания. Со временем эти сервисы отделились и стали дочерними компаниями. Это разделение сделали для того, чтобы каждое подразделение выполняло свою основную функцию. Получилось, что добывающие «дочки» все объемы работ, которые выполнялись на бесконкурсной основе, перевели в конкурс, в котором теперь участвуют и сторонние сервисные компании со своей ценовой политикой.

БК: Ваша компания выигрывала у них тендеры?

А.Д.: Да, но не все. Были годы, когда сторонние компании, выиграв тендер, забирали у нас значительные объемы работ. Но достаточно быстро администрация ПАО «Газпром» проанализировала опыт работы со сторонними подрядчиками и пришла к выводу, что по уровню они уступают нам. На сегодняшний день нам планомерно возвращают все прежние объемы работ на бесконкурсной основе, так как, в общем, мы работаем в одной большой компании и выполняем в итоге одну цель.

БК: Наша беседа происходит в кулуарах Потребительской конференции СЗАО «ФИДМАШ». Вы не в первый раз участвуете в подобных встречах. Чем они важны для Вас?

А.Д.: Эти конференции неизменно бывают организованы по самым высоким стандартам. В прошлый раз я приезжал в Минск в 2016 году. Прошедшие три года производители оборудования не стояли на месте. Сегодня нам было продемонстрировано несколько новых моделей колтюбинговых установок. Особенно интересна установка МК-40Т. В связи с более сложной конструкцией, а также большими глубинами

the same system and for a common goal, our relations are quite good, always there is mutual understanding. But with the rest of the customers, we are always doing well. We carry out our work always with high quality and on time.

СТТ: Once I interviewed one of the icons of the oil and gas service V.I. Graifer, and he said that in difficult crisis periods, oilfield services are more reliable in staying in

vertically integrated oil companies than not entering the market on their own. Your company operates under the wing of Gazprom. How would you describe the pros and cons of such a position?

A.D.: Yes, in this situation, there are disadvantages. Initially, the structure of each Gazprom production company had its own service company. Over time, these services separated and became subsidiaries. This division was done so that each unit fulfills its main function. It turned out that the mining subsidiaries transferred

all the volumes of work that were carried out on a non-competitive basis to a competition in which third-party service companies with their pricing policies now also participate.

СТТ: Did your company win their tenders?

A.D.: Yes but not all. There were years when third-party companies, having won the tender, took significant volumes of work from us. But quickly enough, the PJSC Gazprom administration analyzed the experience of working with third-party contractors and came to the conclusion that they are inferior in level to us. Today, all previous volumes of work are systematically returned to us on a non-competitive basis, since, in general, we work in one large company and, as a result, fulfill one goal.

СТТ: Our conversation takes place on the sidelines of the Consumer Conference of NOV FIDMASH. This is not the first time you are participating in such meetings. Why are they important to you?

A.D.: These conferences are invariably organized to the highest standards. Last time I came to Minsk in 2016. The past three years, equipment manufacturers did not stand still. Today we were

Особенно интересна установка МК-40Т. В связи с более сложной конструкцией, а также большими глубинами современных скважин такие установки будут востребованы под будущие объемы работ. The MK-40T unit is especially interesting. Due to the more complex design, as well as the greater depths of modern wells, such units will be in demand for future volumes of work.

современных скважин такие установки будут востребованы под будущие объемы работ.

ВК: Полезен ли для Вашей профессиональной деятельности журнал «Время колтюбинга. Время ГРП»?

А.Д.: Часто его читаю в электронном виде. В статьях и интервью, которые Вы публикуете, подрядные сервисные компании передают свой опыт, который очень важен для всего нашего сообщества. Я нередко для себя что-то новое в журнале нахожу. «Время колтюбинга. Время ГРП» – информативное и полезное для нашей сферы издание.

ВК: Ваши пожелания коллегам из других компаний.

А.Д.: Процветания, роста, движения вверх!

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

shown several new models of coiled tubing units. The MK-40T unit is especially interesting. Due to the more complex design, as well as the greater depths of modern wells, such units will be in demand for future volumes of work.

CTT: Is the journal useful for your professional career?

A.D.: I often read a digital version. In the articles and interviews you publish, contracting service companies share their experience, which is very important for our entire community. I often find something new in the journal. It is an informative and useful publication for our field.

CTT: Your wishes to colleagues from other companies.

A.D.: Prosperity, growth, upward movement!

Interviewer – Halina Bulyka, Coiled Tubing Times

НАША СПРАВКА

ООО «Газпром недра» – 100%-е дочернее общество ПАО «Газпром», входит в число крупнейших российских сервисных компаний нефтегазовой отрасли. Создано в 2019 году за счет интеграции производственных потенциалов ООО «Газпром георесурс» и ООО «Газпром геологоразведка».

ООО «Газпром недра» – специализированная многопрофильная компания, выполняющая централизованно полный цикл геологоразведочных работ на территории РФ и предоставляющая заказчикам широкий спектр уникальных геофизических и геолого-технических услуг.

ООО «Газпром недра» является основным источником геофизических данных Группы «Газпром». Предоставляемая компанией геолого-геофизическая и технологическая информация обеспечивает принятие управляющих решений во всех производственных процессах ПАО «Газпром», начиная от поиска и разведки месторождений углеводородного сырья до ликвидации месторождений при завершении эксплуатации.

OUR REFERENCE

Gazprom Nedra LLC, a wholly-owned subsidiary of PJSC Gazprom, is one of the largest Russian service companies in the oil and gas industry. It was created in 2019 due to the integration of production potentials of Gazprom Georesurs LLC and Gazprom Geologorazvedka LLC.

Gazprom Nedra LLC is a specialized multidisciplinary company that performs a centralized full cycle of exploration in the Russian Federation and provides customers with a wide range of unique geophysical and geological and technical services.

Gazprom Nedra LLC is the main source of geophysical data of the Gazprom Group. The geological-geophysical and technological information provided by the company ensures the adoption of management decisions in all production processes of PJSC Gazprom, from the search and exploration of hydrocarbon deposits to the liquidation of fields upon completion of operation.

FRACTURA

РАСШИРЕНИЕ ВОЗМОЖНОСТЕЙ



ПРОСТОТА
И НАДЕЖНОСТЬ



ЭКОНОМИЯ ВРЕМЕНИ
И ЗАТРАТ



УНИВЕРСАЛЬНЫЕ
РЕШЕНИЯ



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

www.rimera.com
www.chelpipe.ru



Системный подход к использованию забойных двигателей и циркуляционных переводников PBL (байпасная система многократной активации) для повышения износостойкости оборудования и эффективности работ ГНКТ

System Approach of Utilizing Performance Motors and PBL (Multiple Activation Bypass System) for Efficiency and Longevity in the Coiled Tubing Operations

Фарход ХАМИДОВ, региональный менеджер CEE по России и странам СНГ, BICO Drilling Tools, Inc.

Farhod HAMIDOV, Country Manager CEE & Russia/CIS, BICO Drilling Tools, Inc.

На текущий момент в отрасли ГНКТ происходит повышение уровня сложности работ, что приводит к необходимости расширить эксплуатационные ограничения. За последние 10 лет число проводимых в России операций ГРП возросло почти в 2 раза. В связи с этим для повышения продуктивности скважины необходимо уделять большое внимание эффективности работ по фрезерованию и разработке новых технологий. Поэтому в настоящее время добывающие и сервисные компании начинают использовать инновационные технологии разбуривания и фрезерования. Работы по фрезерованию шаров, седел и муфт в горизонтальных скважинах с большим отходом от вертикали включают большое количество спуско-подъемных операций по шаблонировке ствола. Это негативно сказывается на износе ГНКТ и может привести к высокому показателю непроизводительного времени.

Таким образом, новый системный подход к использованию забойных двигателей с технологией Evenwall™ и байпасной системой многократной активации PBL® становится незаменимым для продления срока службы ГНКТ, а следовательно, и сокращения денежных и временных затрат.

Забойные двигатели

Учитывая невозможность вращения ГНКТ, ключевую роль в работах по фрезерованию играет забойный двигатель. Как правило, для стандартных работ по фрезерованию используются двигатели со стандартной силовой секцией. Однако длина скважин увеличивается, и фрезерование в длинных наклонных и горизонтальных участках может быть сопряжено с многочисленными осложнениями и эксплуатационными ограничениями.

Сейчас для производства силовых секций



In today's world of coiled tubing industry, operators are pushing the limits of CT applications in challenging environments. In Russia, where hydraulic fracturing activity nearly doubled in the last decade, efficiency of milling operations in order to improve

recovery rates has become paramount to the producers and thus require new techniques. Therefore, operators and services companies are starting to venture away from traditional methods of milling and drill out operations. Milling balls, seats, and sleeves in horizontal sections and extended reach wells, which include multiple short trips also known as wiper trips fatigue coil tubing and contribute to the overall NPT (nonproductive time) factor.

Therefore, a new system approach utilizing performance motor with Evenwall™ technology and PBL® Multiple Activation Bypass System) becomes unequivocally indispensable in order to prolong life of the coil, thus saving money and time.

Performance Motors

Given the rotational limits of the coil, downhole drilling motor plays a vital role in milling operations. Motors that are equipped with the conventional power sections had been a traditional way to perform milling operations in benign application, however with the new trend of extended reach drilling, milling in a long lateral and horizontal sections had presented numerous constraints and challenges.

CT Technology has come far with advanced techniques in manufacturing power sections. However, the unparalleled strength and robustness of the BICO Evenwall™ stators comes from its innovative design, which incorporates proprietary elastomer and contoured spiral tube.

забойных двигателей используются самые современные технологии. Однако статоры BICO Evenwall™ можно назвать по праву самыми мощными и прочными благодаря инновационной конструкции с запатентованной технологией эластомеров и спиральной трубке специального профиля. Данная конструкция обеспечивает более высокую надежность силовой секции, более высокие значения передаваемой мощности и расхода, а также оптимальную производительность, которая позволяет сократить время разбуривания и увеличить проходку.

Эластомеры

В конструкцию забойных двигателей компании BICO входят эластомеры высокого качества, которые позволяют выдерживать высокое рабочее давление в силовой секции, что обеспечивает высокий крутящий момент и большую мощность. Запатентованные компанией BICO эластомеры рассчитаны на воздействие высоких температур и давлений, коррозионно-активных жидкостей, а также азота. Это позволяет использовать двигатель для работ с установками ГНКТ и КРС в условиях депрессии и агрессивных сред.

Трансмиссия – гибкий вал (Flexshaft)

Технология гибкого вала Flexshaft компании BICO обеспечивает более надежную линию привода, чем такие шарнирные передачи, как шарнир равных угловых скоростей, шаровый или коленчатый шарнир. Гибкий вал выступает в качестве амортизатора торсионных нагрузок, что позволяет снизить напряжение, действующее на внутренние компоненты привода двигателя. Торсионная нагрузка является основной причиной износа двигателя. Из-за этой нагрузки усилия, действующие на компоненты привода двигателя, могут вырасти вдвое или втрое. Это происходит из-за прямой передачи нагрузок в шарнирных передачах, что может привести к преждевременному отказу двигателя, особенно в условиях прерывистого перемещения забойной компоновки. Более того, цельный гибкий вал рассчитан на восприятие большего тягового усилия, что позволяет использовать его для ловильных работ по извлечению двигателя.

Упорные подшипники

Упорные подшипники компании BICO смазываются буровым раствором. Обойма подшипника и сами подшипники изготавливаются из высокопрочной стали, что обеспечивает высокую надежность и эффективность. Функция смазки буровым раствором обладает двойным действием – обеспечивается одинаковая мощность при движении долота как вверх, так и вниз, что может быть использовано для такой операции,

The design provides more stability to the power section and translates into higher horsepower output, high flow rates and optimal performance, which enables to drill faster and further.

Elastomers

BICO motors incorporate high performance rubber compounds that have a greater capacity to hold pressure, which allows greater operating pressure across the power section. This greater pressure provides higher torque and power



Рисунок 1 – Силовые секции SpiroStar и SpiroStar Supreme в разрезе

Figure 1 – SpiroStar and SpiroStar Supreme Stator Cross Section

output. BICO proprietary elastomers chemically engineered to withstand high temperature, harsh and corrosive fluids, nitrogen are ideal for HP/HT (High pressure/High temperature), underbalanced, and other aggressive coiled tubing, workover and well intervention operations.

Transmission – Flex shaft

BICO Flexshaft provides a much more robust driveline than an articulated transmissions such as a CV joint, ball drive, knuckle or claw joint transmissions. The flex shaft acts as a torsional shock absorber reducing the stress applied to



Рисунок 2 – Трансмиссия с гибким валом

Figure 2 – Flexshaft Transmission

the internal power transmitting components of the motor. Torsional shock is a major contributor to motor wear and tear and can double or even triple the stresses on power transmission components, due to impact loading inherent in articulated transmissions, causing early motor failures especially in severe stick slip conditions. Additionally, the one piece flex shaft has much

как проработка ствола. Упорные подшипники компании BICO устойчивы к большинству буровых растворов, а также рассчитаны на высокие температуры.

Циркуляционный переводник PBL (байпасная система многократной активации)

Согласно мировому опыту работ с ГНКТ, траектория ствола скважины и свойства флюидов усложняют достижение турбулентного потока. Зачастую достичь турбулентного потока практически невозможно.

Как правило, максимальный расход при разбуривании на ГНКТ ограничен забойным двигателем и максимально допустимым устьевым давлением (предельное значение, необходимое для минимизации износа ГНКТ). Согласно мировому опыту, минимальная скорость потока невязкой жидкости в затрубном пространстве при разбуривании на ГНКТ составляет 36 м/мин в вертикальном стволе и 73 м/мин в горизонтальном стволе.

В результате невозможность вращения трубы и ограничение по расходу жидкости вызывают основные осложнения при разбуривании на ГНКТ в горизонтальных скважинах с высокой плотностью шлама, осыпями песка и других твердых частиц. Основной задачей в этом случае является достижение достаточной скорости потока для эффективной промывки ствола скважины с обеспечением при этом защиты от прихватов.

Для минимизации риска возникновения подобных осложнений и достижения достаточной скорости потока может использоваться циркуляционный переводник PBL (байпасная система многократной активации). Циркуляционный переводник PBL – это простой надежный инструмент, предназначенный для спуска в составе забойной компоновки на ГНКТ или бурильной колонне для работ по заканчиванию, КРС и других внутрискважинных работ.

В отличие от распространенных сейчас циркуляционных инструментов, активируемых одновременно, переводник PBL может быть активирован и деактивирован до 10 раз за одну спуско-подъемную операцию. Данный инструмент позволяет повысить скорость потока жидкости в затрубном пространстве на 300% от значения, которое может обеспечить забойный двигатель.

Области применения/Преимущества

1. Повышение скорости потока в затрубном пространстве

Разбуривание пробок

- Промывка ствола скважины.
- Промывка от шлама, оставленного в скважине.
- Сокращение длительности циркуляции до 300%.

greater overpull capacity in the rare situation that a motor needs to be fished.

Bearing Assembly – Thrust Bearings

BICO thrust bearings are mud lubricated or “open” design constructed of races and balls manufactured from strong, tough, and hard tool steel that provide a high capacity, reliable and efficient bearing section. The mud-lubricated design is inherently dual acting which provides an equal capacity on or off bit for drilling conditions such as reaming. BICO Thrust Bearing stack is also impervious to most

mud systems and high temperatures.

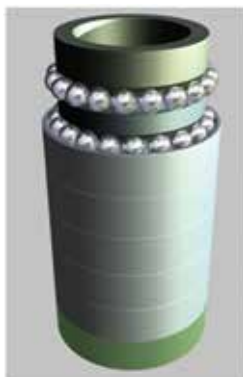


Рисунок 3 – Упорные подшипники

Figure 3 – Thrust Bearings

PBL (Multiple Activation Bypass System)

Citing to coiled tubing best practices, “Geometries and fluid properties commonly encountered in operations mean it is often difficult, and frequently impossible, to achieve turbulent flow. Maximum flow rate in CTD operations is typically constrained by the downhole motor specification and limitations on surface pressure (related to efforts to minimize CT string fatigue). Historical rule-of-thumb guidelines for minimum CTD annular velocities with nonviscosified fluids are 120 ft./min in vertical wellbores and 240 ft./min in horizontal wellbores.”

Thus, absence of tubing rotation and limited flow in CTD operations present challenges in horizontal and highly deviated wellbores where high density debris, sand bridges and other heavy particles pose a problem. The primary challenge is achieving a high enough fluid velocity for proper hole cleaning and avoiding getting stuck.

To mitigate such problems and achieve sufficient flows, PBL Multiple Activation Bypass System can be utilized. PBL is a simple, reliable tool designed to work on coiled tubing and stick pipe for completion, workover, well intervention and production operations.

Unlike the single activated circulating tools commonly being used today, the PBL tools can be activate/de-activated up to 10 times in a single run. These tools will allow operator the ability to increase their annular velocity by up to 300% above the motor limits being run in the tool string.

Applications/Benefits

1. Increase Annular Velocity

Plug drilling operations

- Hole Cleaning
- Elimination of debris previously left in the well
- Reducing circulating times up to 300%



Рисунок 4 – Давление активации переводника PBL. Режим разбуривания – направление потока на фрез (слева), виниловый активационный шар садится в седло (в центре), активированное положение – поток направляется через порты (справа)

Figure 4 – PBL activation procedure. Drilling mode flow to bit (left), vinyl activation ball seated (centre), open position flow through ports (right)

- Сокращение длительности СПО ГНКТ.
- Сокращение количества СПО.
- Сокращение затрат на реагенты.
- Сокращение общей длительности работы.

2. Полная изоляция забойной компоновки

- Сокращение затрат, связанных с повреждениями забойной компоновки при замещении.
- Кислота.
- Пена.
- Азот.
- Замещение жидкости.
- Кислотная обработка и стимуляция интервалов.

Опыт применения

В Северной Америке для операции по разбуриванию была использована следующая компоновка.

В таблицах 2 и 3 представлен период начала и конца разбуривания.

Забойный двигатель компании BICO вместе с циркуляционным переводником PBL позволил разбурить 30 пробок. При этом переводник PBL использовался для промывки от песка и другого шлама до забоя на глубине 20074', а также для циркуляции до чистого выхода.

С использованием данного оборудования можно выполнять многочисленные операции по разбуриванию на ГНКТ, обеспечивая высокие показатели эффективности с минимизацией рисков, сокращением временных и денежных затрат. При этом оборудование позволяет проводить эффективную промывку ствола скважины для обеспечения максимальной производительности скважины в дальнейшем.

Применение системного подхода к использованию забойных двигателей с системой байпаса PBL позволяет повысить эффективность различных работ с ГНКТ. Более того,



Рисунок 5 – Процедура деактивации переводника PBL. Стальные деактивационные шары сбрасываются в скважину и прокачиваются вниз (слева), шары срезаются и проходят через седло (в центре), режим разбуривания – поток направляется на фрез

Figure 5 – PBL de-activation procedure. Steel de-activation balls dropped and pumped down pressure up (left), balls sheared through seat tool reset (centre), drilling mode flow to bit (right)

Таблица 1 – Компоновка низа колонны

Table 1 – Bottomhole Assembly

№ ITEM	ОПИСАНИЕ DESCRIPTION
1	60,3 мм РН-6 муфта X 60,3 мм РАС ниппель 2 3/8 РН-6 Box X 2 3/8 PAC Pin
2	Двойной обратный клапан Dual back pressure valve
3	Переводник PBL PBL Tool
4	Двигатель BICO TT с НД 73 мм 2.875 OD BICO TT Motor
5	Торцевой фрез с лопастями 95,3 мм 3.75 5 Blade Mill
6	60,3 мм РН-6 х-ниппель 2 3/8 РН-6 x-nipple
7	60,3 мм РН-6 ниппель X 73 мм АОН муфта 2 3/8 РН-6 Pin X 2 7/8 АОН Box
8	60,3 мм АОН х-ниппель 2 7/8 АОН x-nipple

- Reducing coil tubing running charges
- Reducing short trips
- Reducing chemical cost
- Reducing Days

2. Complete Isolation of the BHA

- Eliminating cost associated with damages to the BHA while displacing
- Acid
- Foam
- Nitrogen
- Fluid displacements

Таблица 2 – Начало разбуривания
Tables 2 – Beginning Operation

Отбивка пробки #1, гл. 10,898', свеча 15, разбурено в 09:26 (8 мин) Tag #1 @ 10,898' Jt15, Drilled @ 09:26 (8 min)
Циркуляция над пробкой #2 – 20 мин – промывка от песка Above plug #2 – Circulate 20 min. – Heavy sand
Отбивка пробки #2, гл. 11 198', свеча 24, разбурено в 10:45 (9 мин) Tag #2 @ 11,198' Jt24, Drilled @ 10:45 (9 min)
Отбивка пробки #3, гл. 11 503', свеча 34, разбурено в 12:01 (24 мин) Tag #3 @ 11,503' Jt34, Drilled @ 12:01 (24 min)
Отбивка пробки #4, гл. 11 857', свеча 45, разбурено в 13:16 (16 мин) Tag #4 @ 11,857' Jt45, Drilled @ 13:16 (16 min)
Циркуляция над пробкой #5 – 20 мин – промывка от песка Above #5 – Circulate 30 min – Heavy sand
Отбивка пробки #5, гл. 12 204', свеча 56, разбурено в 15:00 (30 мин) Tag #5 @ 12,204' Jt56, Drilled @ 15:00 (30 min)
Отбивка пробки #6, гл. 12 553', свеча 67, разбурено в 16:11 (26 мин) Tag #6 @ 12,553' Jt67, Drilled @ 16:11 (26 min)
Сброс активационного шара – 420 bbl BHC – 2 bpm @ 2600 psi Drop Activation Ball – 420 bbl BHC – 2 bpm @ 2600 psi
Активация переводника PBL Activated PBL
Сброс деактивационных шаров Drop De-Activation Balls
Деактивация переводника PBL – Спуск De-Activate PBL – RIH

- Performing Acidizing and stimulation treatments

Case History

During drill out operation conducted in North America the following BHA had been utilized.

Tables 2 and 3 show the beginning of the plug milling operation and the end of operation.

BICO Thru tubing Motor in conjunction with PBL Tool had milled 30 Plugs, while utilizing PBL to cleanout sand and other debris up to TD@20074' and circulated the hole clean.

Such operations had been carried out numerous on coiled tubing operations delivering outstanding results where client minimized risks, saved time and costs of coiled tubing, while achieving impressive wellbore cleanout for maximum production.

Given the system approach of utilizing performance motors with PBL Bypass system creates efficiency in many coiled tubing

Таблица 3 – Окончание разбуривания
Tables 3 – End of Operation

Сброс активационного шара, циркуляция 490 bbls 5 gal vis, 2.5 gal TL/TT Drop activation ball, Circulate 490 bbls, 5 gal vis, 2.5 gal TL/TT
Деактивация переводника PBL Deactivate PBL
Спуск до пробки #24 RIH to plug #24
Отбивка пробки #24, гл. 18302', свеча 249, разбурено в 22:30 (10 мин) 2.5 gal Vis, циркуляция 5 мин Tag plug #24 @ 18302' Jt 249, Milled @ 22:30 (10 min) 2.5 gal Vis, 5 min circ
Отбивка пробки #25, гл. 18607', свеча 259, разбурено в 23:25 (13 мин) 2.5 gal TL/ TT циркуляция 5 мин Tag plug #25 @ 18607' Jt 259, Milled @ 23:25 (13 min) 2.5 gal TL/TT 5 min circ
Отбивка пробки #26, гл. 18931', свеча 269, разбурено в 24: 36 (16 мин) 2.5 gal Vis, циркуляция 5 мин Tag plug #26 @ 18931' Jt 269, Milled @ 24:36 (16 min) 2.5 gal vis, 5 min circ
Отбивка пробки #27, гл. 19220', свеча 278, разбурено в 1:43 (13 мин) 2.5 gal TL/ TT циркуляция 5 мин Tag plug #27 @ 19220' Jt 278, Milled @ 1:43 (13 min) 2.5 gal TL/TT, 5 min circ
Отбивка пробки #28, гл. 19549', свеча 289, разбурено в 2:39 (13 мин) 2.5 gal Vis, циркуляция 5 мин Tag plug #28 @ 19549' Jt 289, Milled @ 2:39 (13 min) 2.5 gal vis, 5 min circ
Отбивка пробки #29, гл. 19834', свеча 298, разбурено в 3:29 (12 мин) 2.5 gal TL/ TT циркуляция 5 мин Tag plug #29 @ 19834' Jt 298, Milled @ 3:29 (12 min) 2.5 gal TL/TT
Отбивка муфты, гл. 20036', свеча 304, разбурено в 4:53 (51 мин) Tag Sleeve @ 20036' Jt 304, Milled @ 4:53 (51 min)
Текущий забой, гл. 20074', свеча 305 TD @ 20074' Jt 305
Между свечами 305 и 304, сброс активационного шара L/D Jts 305 & 304, Drop Activation Ball
Циркуляция 825 bbl, промывка Circulate 825 bbls and sweeps
Подъем на 20 свечей с вертлюгом – 100K = PU Pull 20jts w/ swivel – 100K = PU
Демонтаж вертлюга – спуск на гл. 15,500' = 147 свечей Rigdown swivel – POOH to 15,500' = 147 jts

комбинированный подход позволяет продлить срок службы дорогостоящей ГНКТ благодаря исключению СПО для шаблонирования ствола. Это позволяет сократить длительность работ и операционные затраты. ☉

applications. Moreover, the combined approach prolongs the life of the expensive coiled tubing eliminating wiper trips, thus saving time and ultimately reducing costs associated with operations. ☉

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



РАЗРАБОТКА РЕЦЕПТУРЫ СМАЗОЧНОЙ ДОБАВКИ «НЕФТЕНОЛ-СДИ» ДЛЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ НА ВОДНОЙ ОСНОВЕ ДЛЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

DEVELOPMENT OF A FORMULATION FOR A "NEFTENOL-SDI" LUBRICANT ADDITIVE FOR WATER-BASED DRILLING FLUIDS FOR WESTERN SIBERIAN FIELDS

А.Г. ИВКО, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

A.G. IVKO, Gubkin National University of Oil and Gas

В связи с увеличением доли бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин требования к буровым растворам и применяемым реагентам резко возросли. Смазочные добавки из вспомогательных реагентов перешли в разряд определяющих.

В лаборатории буровых растворов НОЦ «Промысловая химия» РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина имеется ряд специального оборудования, с помощью которого можно оценить эффективность различных рецептур буровых растворов, смазочных добавок и антиприхватных присадок.

Целью настоящей работы является оценка свойств смазочных добавок промышленного производства и разработка смазочных, антиприхватных присадок для буровых растворов.

Задачей настоящей работы является создание смазочной добавки с улучшенными антиприхватными свойствами и низкой пенообразующей способностью при сохранении высоких смазочных свойств.

Полученный технический результат заключается в снижении значения момента страгивания бурового раствора на границе «фильтрационная корка – диск», обработанного заявленной смазочной добавкой, при одновременном снижении пенообразования и сохранении высоких смазочных свойств.

Поставленная задача решалась созданием смазочной композиции для буровых растворов на основе олеиновой кислоты и сложных эфиров олеиновой кислоты со спиртами фракции C12-C14 в различных процентных соотношениях и последующее моделирование рецептур смазочных добавок с широким диапазоном температур застывания.

Нами были изучены смазочные добавки к буровым растворам в концентрациях 0,5–1,5% об., выпускаемые отечественной и зарубежной промышленностью,

Due to the increasing scope of directional and horizontal wells drilling, the requirements for drilling muds and agents have been tightened dramatically. Previously classified as auxiliary agents, lubricants turned into the category of basic agents.

The drilling mud laboratory in the "Oil and Gas Chemistry" Research and Development Center at Gubkin Russian State University of Oil and Gas has special equipment that provide evaluation of the efficiency of different drilling mud recipes, lubricating additives and anti-sticking additives.

The purpose of this research is to evaluate the properties of industrial lubricants and to develop lubricants and anti-sticking additives for drilling fluids.

The objective of this research is to develop a lubricant additive with improved anti-sticking properties and low foaming capacity while maintaining high lubricating properties.

The obtained technical result is a faster torque of the first movement of drilling mud at the interface «filtration cake - disc treated with the lubricant additive», while reducing the foam formation and maintaining high lubricating properties.

The task set was solved by development of a lubricating composition for drilling muds based on oleic acid and oleic acid esters with alcohols of C12-C14 fraction in different percentage ratios and further simulation of lubricating additive formulations with wide range of pour points.

We have studied lubricating additives for drilling muds in concentrations of 0,5–1,5 vol. manufactured by domestic and foreign industry, most of which meet the requirements of technical specifications and regulations on drilling muds in terms of friction coefficient reduction, defined using the OFITE lubricating ability tester (Fig. 1).

However, not all lubricant additives meet the requirements for foaming tendency (Fig. 2).

The additives under study were also tested using the

большинство из которых по снижению коэффициента трения, определенном на тестере смазывающей способности OFITE, удовлетворяют требованиям технических условий и регламентам по буровым растворам (рис. 1).

Однако по склонности к пенообразованию далеко не все смазочные добавки удовлетворяют требованиям технических условий (рис. 2).

Также на приборе для испытания на прихват под перепадом давлений OFITE были испытаны исследуемые добавки. Большинство из них снижают значения момента страгивания на границе «фильтрационная корка – диск» на 30–40% по сравнению с необработанным раствором. Эффективные антиприхватные присадки снижают момент страгивания фильтрационной корки до 80% (рис. 3).

К ним относятся присадки: Сонбур-1103, Dehylub-1757 и разработанная смазочная добавка «НЕФТЕНОЛ-СДИ» марки СДИН-5 и антиприхватная присадка Нефтенол АПП.

Предлагаемая смазочная добавка «НЕФТЕНОЛ-СДИ» марки СДИН-5 разработана на основе эфиров растительных масел, обладает улучшенными триботехническими свойствами и экологической безопасностью. Заявленная смазочная добавка обладает широким диапазоном температур застывания: от -10 до -40 °С, может быть применена во всех типах буровых растворах на водной основе.

На месторождениях Западной Сибири были проведены опытно-промышленные испытания разработанной смазочной добавки. Объектом исследования служил ингибирующий буровой раствор (ИБР) на основе частично гидролизованного полиакриламида, обработанный исследуемой смазочной добавкой.

Анализировалось влияние процентного содержания смазочной добавки на снижение коэффициента трения ($K_{тр}$) бурового раствора на приборе КТК-2 и на снижение момента страгивания (момент страгивания, фунт*дюйм) на границе «фильтрационная корка – диск» на приборе OFITE для испытания на прихват под перепадом давлений. Оценивалось влияние смазочной добавки на фильтратоотдачу (Φ , см³/30 мин). Пенообразующие свойства

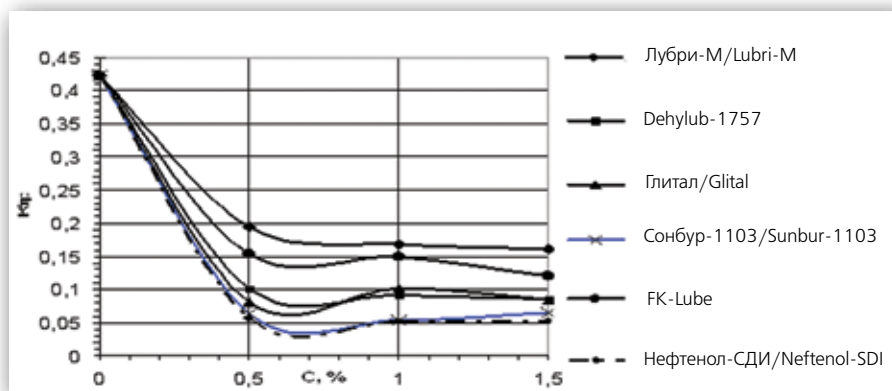


Рисунок 1 – Влияние концентрации смазки на коэффициент трения глинистой суспензии
Figure 1 – Effect of lubricant concentration on friction coefficient of clay slurry

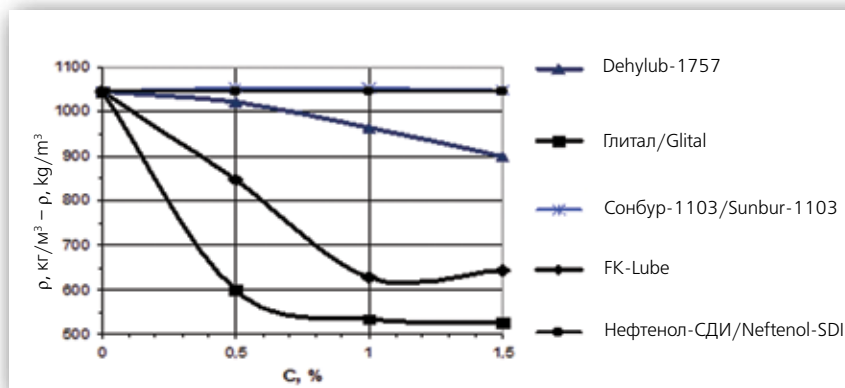


Рисунок 2 – Влияние концентрации смазочной добавки на плотность суспензии
Figure 2 – Effect of lubricant additive concentration on slurry density

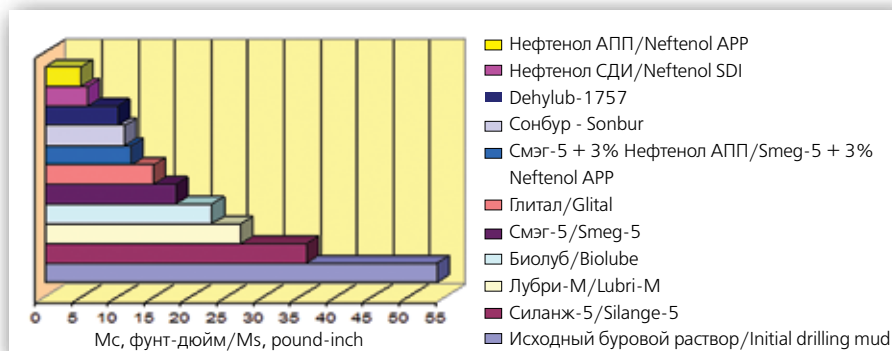


Рисунок 3 – Влияние смазывающей добавки (1,5% об.) на момент страгивания (Ms) на границе «глинистая корка – диск»
Figure 3 – Effect of lubricant additive (1.5% vol.) at the torque of the first movement (Ms) at the interface "clay cake – disk"

OFITE tester for sticking under pressure. Most of these additives reduce the torque of the first movement at the interface "filtration cake – disk" by 30–40% as compared to untreated solution. Effective anti-stick additives reduce the torque of the first movement of the filtration cake by up to 80% (Fig. 3).

These additives include: Sonbur-1103, Dehylub-1757 and newly developed lubricating additive "NEFTENOL-SDI" of SDIN-5 model and anti-sticking additive Neftenol APP.

определялись по разнице плотностей исходного и обработанного смазочной добавкой бурового раствора.

В процессе исследований визуально определялась совместимость смазочной добавки с буровым раствором. При введении смазочной добавки в буровой раствор оценивалась смешиваемость и однородность нового бурового раствора. Совместимость с буровым раствором является очень важным показателем. Если смазочная добавка плохо смешивается с буровым раствором, образует какие-либо структуры, которые могут плавать на поверхности раствора или выпадать в осадок, то такая смазочная добавка не будет оказывать эффективного воздействия при бурении скважин. Отправной точкой сравнения брался исходный буровой раствор.

Опытно-промышленные испытания прошли успешно. Анализируя данные, можно сделать вывод, что разработанная смазочная добавка эффективно снижает коэффициент трения бурового раствора при введении 0,3% об., обеспечивает снижение коэффициента трения бурового раствора более чем на 50% по сравнению с необработанным раствором. При вводе в буровой раствор данный продукт не вызывал пенообразования бурового раствора и не увеличивал фильтратоотдачу.

По окончании бурения и промывки в течение трех часов подъем бурового инструмента проходил без задержек. Результаты исследований на Конитлорском месторождении представлены в табл. 1 и на рис. 4, 5.

Выводы о проделанной работе

1. Оформляется заявка на получение патента на изобретение в России.
2. Разработана смазочная композиция для буровых растворов, содержащая олеиновую кислоту и сложные эфиры олеиновой кислоты со спиртами фракции C12-C14 в различных процентных соотношениях, которые образуют прочные пространственные структуры и адсорбционный гидрофобный слой на поверхности как металла, так и породы, за счет чего достигается повышенная смазывающая и антиприхватная способность бурового раствора.
3. Разработана смазочная добавка на основе эфиров растительных масел, обладающая высокой смазочной способностью и экологической безопасностью. Заявленная смазочная добавка обладает широким диапазоном температур застывания: от -10 до -40 °C, может быть применена во всех типах буровых растворах на водной основе.
4. В отличие от известных аналогов, предлагаемая смазочная добавка обладает низкой пенообразующей способностью, не влияет на структурно-реологические свойства, не повышает вязкость бурового раствора, не увеличивает фильтратоотдачу, улучшает смазочные и антиприхватные свойства бурового раствора.
5. Разработанная смазочная добавка не ухудшает коллекторские свойства пласта.

The proposed lubricant additive "NEFTENOL-SDI" of SDIN-5 model is developed on the basis of vegetable oil esters. This lubricant has improved tribotechnical properties and environmental safety. This lubricant additive has a wide range of pour points: from -10 to -40 °C, it can be applied in all types of water-based drilling fluids.

Pilot tests of the developed lubricant additive were carried out at the fields of Western Siberia. The subject of these tests was an inhibiting drilling mud (IBM) based on partially hydrolyzed polyacrylamide, treated with the lubricant additive under study.

Tests provided ability to analyze the effect of the lubricant additive percentage on reduction of the friction coefficient of the drilling mud (Kfr) using the CPC-2 unit and the effect on the reduction of the torque of the first movement (first movement torque, pounds*inch) at the interface of the filtration cake-disk using the OFITE unit for sticking under pressure. The effect of the lubricant additive on filtrate return was also assessed (F, cm³/30 min). Foaming properties were determined by the difference in density between the initial and lubricated drilling mud.

The compatibility of lubricant additive with drilling mud was visually determined during these tests. When the lubricant additive was added into the drilling mud, the mixability and homogeneity of the new drilling mud were assessed. Compatibility with drilling mud is a very important indicator. If the lubricant does not mix well with drilling mud and forms any structure that may float on the surface of the mud or precipitate, such lubricant will not be effective during drilling. The starting point for comparison was the initial drilling mud.

Pilot tests were successful. Analysis showed that the developed lubricant additive effectively reduces the friction coefficient of drilling mud with added volume of 0.3% vol., provides reduction of the friction coefficient of drilling fluid by more than 50% as compared with untreated fluid. When added into the drilling mud this product did not cause foaming nor increase in filtrate return.

After drilling and cleanout the drilling assembly was pulled out of hole within three hours without any overpulls. The results of pilot tests at Konitlorskoye oilfield are presented in Table 1 and Fig. 4, 5.

Conclusions

1. The company is currently preparing a patent request in Russia.
2. A lubricating composition for drilling fluids containing oleic acid and oleic acid esters with alcohols of C12-C14 fraction in various percentages has been developed. This lubricant forms strong spatial structures and adsorptive hydrophobic layer on the surface of both metal and rock, thus achieving increased lubricating and anti-sticking ability of drilling fluids.
3. A lubricating additive based on vegetable oil esters has been developed. This additive has high lubricating ability and ecological safety. Also, this additive has a wide range of pour points: from -10 to -40 °C, it can be applied in all types of water-based drilling fluids.
4. Unlike known analogues, the proposed lubricant

Таблица 1 – Влияние концентрации смазочной добавки «НЕФТЕНОЛ-СДИ» марки СДИН-5 на смазывающие и антиприхватные свойства ингибирующего бурового раствора на основе частично гидролизованного полиакриламида

Table 1 – Effect of NEFTENOL-SDI lubricant additive concentration on lubricating and anti-sticking properties of inhibiting drilling mud (IDM) based on partially hydrolyzed polyacrylamide

Состав раствора Solution composition	Температура бурового раствора, °C Drilling Mud Temperature, °C	Условная вязкость, сек Relative viscosity, sec	ρ исх, г/см ³ ρ orig, g/cm ³	ρ после вспенивания, г/см ³ ρ after foaming, g/cm ³	Ктр Kfriction	Момент страгивания (прихват), фунт-дюйм Time of the 1 st movement (sticking), pound-inch.	Ф, мл/10мин при 477,5 psi F, ml/10min at 477.5	Ф, мл/30мин при 100 psi F, ml/30min at 100 psi
Исходный ИБР, необработанный смазочной добавкой «Нефтенол-СДИ» марки СДИН-5 Initial IDM, untreated with SDIN-5 "Neftenol-SDI" lubricant additive	20	32	1,15	1,15	0,074	275	5,2	11,5
ИБР + 0,17% смазочной добавки «Нефтенол-СДИ» марки СДИН-5 IDM + 0.17% of SDIN-5 "Neftenol-SDI" lubricant additive	20	60	1,17	1,17	0,03	150,0	2,9	7
ИБР + 0,26% смазочной добавки «Нефтенол-СДИ» марки СДИН-5 IDM + 0.26% SDIN-5 "Neftenol-SDI" lubricant additive	20	60	1,17	1,17	0,03	100,0	3,2	7
ИБР + 0,3% смазочной добавки «Нефтенол-СДИ» марки СДИН-5 IDM + 0.3% SDIN-5 "Neftenol-SDI" lubricant additive	20	54	1,18	1,18	0,03	96,0	3,1	7,2
ИБР + 0,3% смазочной добавки «Нефтенол-СДИ» марки СДИН-5 IDM + 0.3% SDIN-5 "Neftenol-SDI" lubricant additive	20	55	1,2	1,2	0,03	79,0	3	7,2

Примечание. ИБР – ингибирующий буровой раствор на основе частично гидролизованного полиакриламида

Note. IDM – inhibiting drilling mud based on partially hydrolyzed polyacrylamide

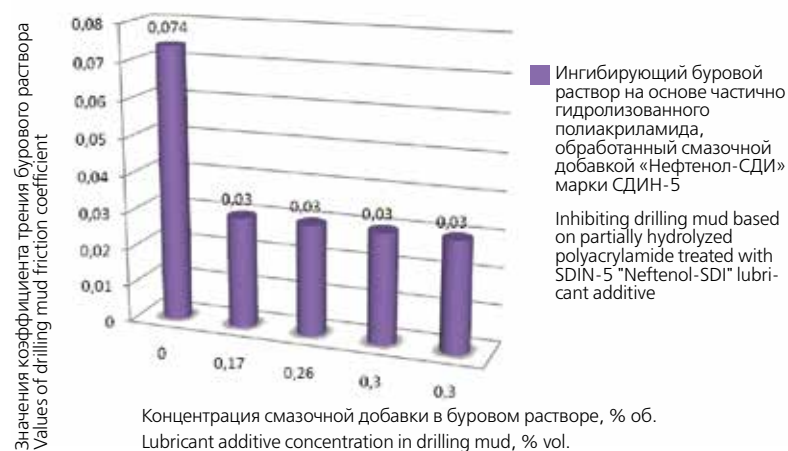


Рисунок 4 – Зависимость Ктр процентного содержания смазочной добавки в буровом растворе

Figure 4 – Dependence of coefficient of friction of lubricant additive percentage in drilling mud

additive has low foaming ability, does not affect the structural and rheological properties, does not increase the viscosity of drilling mud, does not increase filtrate return, improves lubricating and anti-sticking properties of drilling mud.

5. The developed lubricant additive does not impair reservoir properties.

6. Pilot tests of inhibiting drilling mud based on partially hydrolyzed polyacrylamide (Poly Kem D) treated with NEFTENOL-SDI lubricant of SDIN-5 model were successfully carried out during drilling of directional wells at Fedorovskoye, Konitlorskoye and Sarymo-Russinskoye fields.

7. The proposed lubricant additive effectively reduces the friction coefficient and the torque of the first movement of inhibitory drilling mud based on partially hydrolyzed

polyacrylamide (Poly Kem D) at the interface of filtration cake-disc during drilling of all three wells. The average value of friction coefficient and the torque of the first movement at the interface of filtration cake-disc is more than 50% in comparison with untreated drilling mud.

6. Успешно проведены промышленные испытания ингибирующего бурового раствора на основе частично гидролизованного полиакриламида (Poly Kem D), обработанного смазочной добавкой «НЕФТЕНОЛ-СДИ» марки СДИН-5, при строительстве наклонно-направленных скважин на Федоровском, Конитлорском и Сарымо-Руссинском месторождениях.
7. Предлагаемая смазочная добавка оказывает эффективное снижение коэффициента трения и момента страгивания на границе «фильтрационная корка – диск» ингибирующего бурового раствора на основе частично гидролизованного полиакриламида (Poly Kem D) в процессе бурения на всех трех скважинах. Средняя величина снижения коэффициента трения и момента страгивания на границе «фильтрационная корка – диск» составляет более 50% по сравнению с необработанным буровым раствором.
8. При вводе в раствор предлагаемая смазочная добавка не вызывала пенообразования бурового раствора и не увеличивала фильтратоотдачу.
9. Ингибирующий буровой раствор на основе частично гидролизованного полиакриламида (Poly Kem D), обработанный разработанной смазочной добавкой, имеет однородную структуру, что свидетельствует о хорошей совместимости смазочной добавки с буровым раствором и диспергируемости в среде бурового раствора. ☉

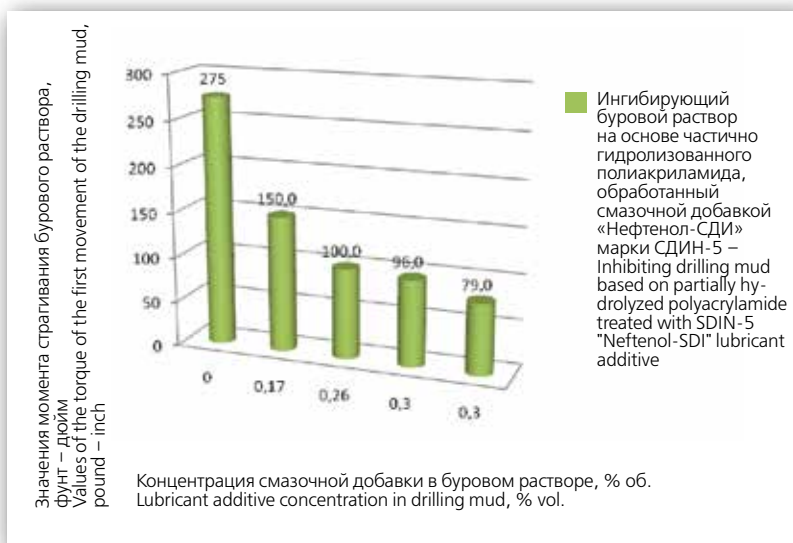


Рисунок 5 – Зависимость момента страгивания от процентного содержания смазочной добавки в буровом растворе

Figure 5 – Dependence of the torque of the first movement on the percentage of lubricant additive in the drilling fluid

8. When added into the drilling fluid, the proposed lubricant additive did not cause foaming nor increase in filtrate return.
9. Inhibiting drilling mud based on partially hydrolyzed polyacrylamide (Poly Kem D), treated with the developed lubricant additive, has a homogeneous structure, which indicates good compatibility of lubricant additive with drilling mud and dispersibility in the drilling mud. ☉



РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
НЕФТИ И ГАЗА им. И.М. ГУБКИНА
Базовый ВУЗ нефтегазового комплекса России

74-я Международная научная конференция «Нефть и газ – 2020» и XIII Всероссийская научно-техническая конференция «Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России»

С 20 по 24 апреля в РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина пройдут 74-я Международная научная конференция «Нефть и газ – 2020» и XIII Всероссийская научно-техническая конференция «Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России», приуроченные к 90-летию университета.

Мероприятия проводятся в целях анализа достижений в нефтегазовой науке и технике и определения основных направлений научных исследований, способствующих развитию нефтегазовой отрасли и реализации программы разработки конкурентоспособных отечественных технологий и оборудования, а также выявления и поддержки перспективных молодежных научно-исследовательских работ.

Предполагается рассмотреть широкий комплекс вопросов, связанных с разведкой и разработкой нефтяных и газовых месторождений, транспортом, хранением и переработкой нефти и газа, нефтехимией, оборудованием, автоматизацией производственных процессов, экономикой, промышленной и экологической безопасностью на предприятиях ТЭК и подготовкой кадров.

В рамках конференции «Нефть и газ – 2020» традиционно планируется проведение V Всероссийского конкурса на лучшее студенческое научное объединение нефтегазовой отрасли и IV Международной интеллектуальной игры среди молодежи нефтегазовой отрасли «Нефтяная сова», а также ряд образовательных тренингов, мастер-классов и тематических секций.

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



Российская нефтегазовая техническая конференция SPE

Крупнейшее нефтегазовое мероприятие SPE в регионе

12-14 октября 2020

Технопарк "Сколково"
Москва, Россия

Подайте реферат до 9 марта 2020

Следите за обновлениями на сайте: go.spe.org/20rptc-link



По вопросам подачи и отбора работ, пожалуйста, свяжитесь с нами:
Мария Березинская, Менеджер конференции, + 7 495 268 0454 доб. 110, mberezinskaya@spe.org



МНОГООСНЫЕ



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

СПЕЦШАССИ РИАТ

▲ НАДЕЖНОСТЬ ▲ ВЫНОСЛИВОСТЬ ▲ МОЩНОСТЬ

ДЛЯ НЕФТЕСЕРВИСА

ИМПОРТО-
ЗАМЕЩЕНИЕ



ОАО РИАТ

запросить спецпредложение ► ksm@riat.ru

RIATAUTO.RU

+7 (8552) 30-51-36



КРАСОТА МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Фото: И.В. Никитина
Photo by: I.V. Nikitina

Фото: С.Т. Нураев
Photo by: S.T. Nugayev

Фотографии предоставлены
ООО «Пакер Сервис»
и РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина

The photos are published by courtesy
Packer Service LLC and the Gubkin
Russian State University of Oil and Gas



THE BEAUTY OF OILFIELDS



Фото: С.Т. Нураев
Photo by: S.T. Nugayev



Фото: И.В. Никитина
Photo by: I.V. Nikitina



КРАСОТА МЕСТОРОЖДЕНИЙ THE BEAUTY OF OILFIELDS

Фото: С.Т. Нураев
Photo by: S.T. Nugayev



Фото: С.Т. Нураев
Photo by: S.T. Nugayev



**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 2020 году**

БК № 1/71, март-2020

Мероприятие	Дата проведения	Страна, город	Организатор	Сайт мероприятия
XIV ежегодная конференция «Снабжение в нефтегазовом комплексе» (Нефтегазснаб-2020)	17.03.2020	Москва	«Московские нефтегазовые конференции»	https://www.n-g-k.ru/?page=meropr82
«Газ. Нефть. Новые технологии – Крайнему Северу – 2020»	12-13.03.2020	Новый Уренгой	ООО «БК СибЭкспоСервис», ДЦ «ЯМАЛ»	–
SPE/ICoTA Coiled Tubing and Well Intervention Conference and Exhibition	24-25.03.2020	USA, The Woodlands, Texas	SPE	http://www.spe-events.org/wellintervention
17-я специализированная выставка «Нефть. Газ. Энерго – 2020»	25-27.03.2020	Оренбург	ООО «УралЭкспо»	www.uralexpo.ru
CIPE-2020. The 20 th Beijing International Exhibition on Equipment of Pipeline and Oil & Gas Storage and Transportation	26-28.03.2020	Китай, Пекин		
Конгресс по нефтепереработке и нефтехимии: Россия и СНГ – 2020/PRC Russia & CIS	30-31.03.2020	Санкт-Петербург	BGS Group	prcrussia.com
«Нефтегаз-2020»	22-25.06.2020	Москва, Экспоцентр на Красной Пресне	АО «Экспоцентр»	http://www.neftegaz-expo.ru/
Форум «RDСR – Скважинный инжиниринг – 2020»	23.04.2020	Москва, «Балчуг Kempinski»		http://www.rdc.ru/
27-я Международная специализированная выставка «Газ. Нефть. Технологии – 2020»	26-29.05.2020	Уфа	ВДНХ ЭКСПО	http://gntexpo.ru/
15-я Международная научно-практическая конференция «Современные технологии капитального ремонта скважин и повышения нефтеотдачи пластов. Перспективы развития – 2020»	01-06.06.2020	Сочи	НПФ «НИТПО»	http://oilgasconference.ru/conference/#sovremennye-tehnologii-kapitalnogo-remonta-skvazhin-i-povysheniya-nefteotdachi-plastov-perspektivy-2017/
SPE Symposium: Hydraulic Fracturing in Russia. Experience and Prospects	02-04.06.2020	Москва	SPE	https://www.spe.org/events/calendar/

119017 г. Москва, Пыжевский пер.,
д. 5, стр. 1, офис 224
тел.: +7 499 788 914, тел./факс: +7 499 788 91 19.

Дорогие читатели!

Подписку на научно-практический журнал

«Время колтюбинга»

вы можете оформить в любом отделении
«Роспечати» в период проведения подписных
кампаний.

**ИНДЕКС В ПОДПИСНОМ КАТАЛОГЕ
«РОСПЕЧАТИ» – 84119.**

Компании могут оформить годовую подписку
непосредственно в редакции журнала
(не менее чем на 3 экземпляра). Подписка
в редакции возможна с любого месяца года.

Минимальная стоимость годовой подписки
(3 экз. х 4 вып.): 13 200 руб.
(включая НДС 10%) + стоимость доставки.

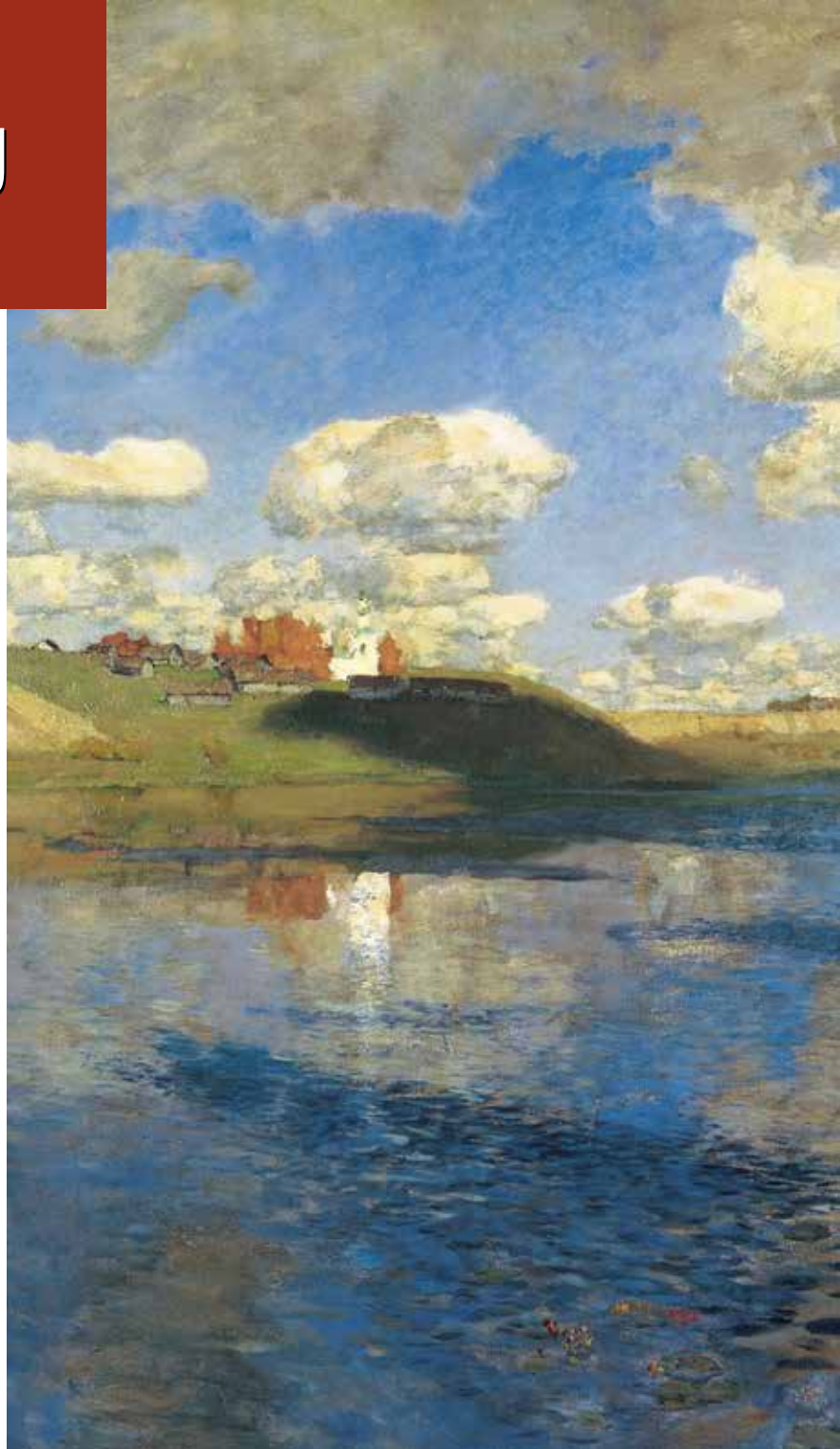
Для оформления подписки через редакцию
отправляйте запрос по адресу:
cttimes@cttimes.org

For English-speaking readers we recommend
to subscribe for PDF-version of the Journal.

Please send your subscription request to:
cttimes@cttimes.org

Year subscription price for PDF-version: 80\$.

Фрагмент картины Исаака Левитана «Озеро»
Fragment of the painting by Isaac Levitan "Lake"



Почетный редактор – **Рон Кларк** (rc@cttimes.org);
главный редактор – **Галина Булыка** (halina.bulyka@cttimes.org);
директор по стратегическому развитию проекта «Время колтюбинга» –
Артем Грибов (artem.gribov@cttimes.org);
научный редактор – **Антон Федоренко**, канд. физ.-мат. наук;
Переводчики – **Сергей Масленицин**, **Христина Булыко**,
Григорий Фомичев, **Светлана Лысенко**;
ответственный секретарь – **Наталья Михеева**;
маркетинг и реклама – **Марина Куликовская** (advert@cttimes.org);
дизайн и компьютерная верстка – **Людмила Гончарова**;
подписка и рассылка – cttimes@cttimes.org.

Журнал распространяется по подписке среди специалистов
нефтегазовых компаний и профильных научных институтов.
Осуществляется широкая персональная рассылка руководителям
первого звена.

Материалы, автор которых не указан, являются продуктом
коллективной работы сотрудников редакции.

При перепечатке материалов ссылка на журнал «Время колтюбинга»
обязательна.

Редакция не всегда разделяет мнение авторов статей.

Honorary editor – **Ron Clarke** (rc@cttimes.org);
Editor-in-chief – **Halina Bulyka** (halina.bulyka@cttimes.org);
Director of Strategic Development "Coiled Tubing Times" –
Artem Gribov (artem.gribov@cttimes.org);
Scientific editor – **Anton Fedorenko**, Doctor of Phys.-Math.;
Translators – **Sergey Maslenitsin**, **Christina Bulyko**, **Gregory
Fomichev**, **Svetlana Lysenko**; Executive editor – **Natallia Mikheyeva**;
Marketing and advertising – **Marina Kulikovskaya** (advert@cttimes.org);
Design & computer making up – **Ludmila Goncharova**;
Subscription & distribution – cttimes@cttimes.org.

The Journal is distributed by subscription among specialists
of oil and gas companies and scientific institutions. In addition,
it is also delivered directly to key executives included into
our extensive mailing list.

The materials, the author of which is not specified, are the product of the
Editorial Board teamwork. When reprinting the materials the reference to the
Coiled Tubing Times is obligatory. The articles provided in this journal do not
necessarily represent the opinion of the Editorial Board.

The Journal offers a cooperation to advertisers and persons concerned.



*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!**



www.mashoil.ru



Приёмная: Телефон: +7 (499) 788-91-24
E-mail: info@mashoil.ru
Продажи Телефон: +7 (499) 350-07-84
и сервис: E-mail: sales@mashoil.ru



**Колтюбинговое, азотное
и насосное оборудование**
Coiled tubing, nitrogen and
pumping equipment

Оборудование для ГРП
Fracturing equipment

Республика Беларусь, 220033, г. Минск, ул.
Рыбалко, 26, к. 17/432
Тел.: +375 (17) 298 24 17, факс: +375 (17) 368 30 26

26 Rybalko Str., Minsk, Belarus, 220033
Tel: +375 (17) 298 24 17, Fax: +375 (17) 368 30 26

