

# Coiled/tubing *times*

ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА  
ВРЕМЯ ГРП

издается с 2002 года / has been published since 2002

1 (079), March/Март 2022

[www.cttimes.org](http://www.cttimes.org)



**ОТЛОЖЕННЫЙ СПРОС ПОДДЕРЖИТ  
НЕФТЕСЕРВИСНЫЙ РЫНОК**  
DEFERRED DEMAND WILL SUPPORT OILFIELD  
SERVICES MARKET

**ЦИФРОВЫЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ ГРП**  
DIGITAL SOLUTIONS FOR HYDRAULIC FRACTURING

**ОПЫТ ЭКСПЛУАТАЦИИ СНБ54**  
SNB54 – OPERATING EXPERIENCE

**ПАКЕРНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ОБОРУДОВАНИЕ,  
АДАПТИРОВАННЫЕ К ПРОВЕДЕНИЮ РАБОТ  
С ПРИМЕНЕНИЕМ ГНКТ**

**ТЕЗИСЫ КОНФЕРЕНЦИИ ПО КОЛТЮБИНГОВЫМ  
ТЕХНОЛОГИЯМ И ВНУТРИСКВАЖИННЫМ РАБОТАМ**  
SPE/ICoTA 2021 (часть 3)

**SPE/ICoTA COILED TUBING & WELL INTERVENTION  
CONFERENCE 2021 ABSTRACTS (Part 3)**



**ООО «Пакер Сервис»**

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





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



---

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

Ждём вас на стенде № 1F60  
в павильоне №1 на выставке  
«НЕФТЕГАЗ-2022»

---

[office@estm-tula.com](mailto:office@estm-tula.com)  
[estm-tula.com](http://estm-tula.com)



**ООО «СТАР ТЬЮБИНГ»**



**Российское  
производство ГНКТ  
по мировым  
стандартам**



**[info@star-tubing.com](mailto:info@star-tubing.com)  
[www.star-tubing.com](http://www.star-tubing.com)**



**УСТАНОВКИ  
КОЛТЮБИНГОВЫЕ**



**УСТАНОВКИ  
НАСОСНЫЕ**



**УСТАНОВКИ  
АЗОТНЫЕ  
КРИОГЕННЫЕ**

**20+  
ЛЕТ**

20 лет опыта  
проектирования  
и производства



автоматизированное  
управление



комплексные  
решения



подтвержденное  
качество

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

**The 23<sup>rd</sup> 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

**17–18 ноября 2022 года,  
Россия, Москва, гостиница «Новотель»  
(Пресненская наб., 2, ст. м. «Деловой центр»,  
«Выставочная»)**

**Тематика:**

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

**November, 17–18, 2022,  
Russia, Moscow, Novotel Moscow City Hotel  
(Presnenskaya emb. 2, "Delovoy Tsentr" /  
"Vystavochnaya" metro station)**

**Conference topics:**

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

**КОНТАКТЫ / CONTACTS:**

Е-mail: [cttimes@cttimes.org](mailto: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](http://www.cttimes.org)



**РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ**

**Ж. Атти**, вице-президент по международным продажам компании Global Tubing;  
**Р.М. Ахметшин**, заместитель директора ООО «ТаграС-РемСервис» – начальник предприятия «АктюбинскРемСервис»;  
**К.В. Бурдин**, к.т.н., главный инженер департамента по ремонту скважин с ГНКТ «Шлюмберже»;  
**Г.А. Булыка**, главный редактор журнала;  
**Д.В. Воробьев**, заместитель генерального директора по производству РУП «Производственное объединение «Белоруснефть»;  
**Т. Грин**, старший сопредседатель Ассоциации специалистов по кольтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA), специалист по нефтегазовому делу;  
**С.А. Заграничный**, генеральный директор ТОО "Temir Energy Central Asia";  
**Р. Кларк**, почетный редактор журнала;  
**А.Н. Коротченко**, директор ООО «ИнТех»;  
**Е.Б. Лапотентова**, заместитель председателя Совета Группы ФИД;  
**А.М. Овсянкин**, первый заместитель генерального директора ООО «Пакер Сервис»;  
**М.А. Силин**, д.х.н., профессор, заведующий кафедрой «Технологии химических веществ для нефтяной и газовой промышленности» РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина;  
**С.М. Симаков**, руководитель направления внутрискважинных работ Управления интегрированных решений по внутрискважинным работам Блока проектно-функционального обеспечения активов ООО «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. Штахов**, к.т.н., зам. генерального директора ООО «НПП «РосТЭКтехнологии».

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

**ИЗДАТЕЛЬ**

ООО «Время кольтюбинга»

**ЖУРНАЛ ПОДГОТОВЛЕН К ВЫПУСКУ**

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

**АДРЕС РЕДАКЦИИ**

119017 г. Москва, Пыжевский пер., д. 5, стр. 1, офис 224,  
 Тел.: +7 495 481 34 97, тел./факс: +7 499 788 91 19.  
[www.cttimes.org](http://www.cttimes.org), e-mail: [cttimes@cttimes.org](mailto: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.

**EDITORIAL BOARD**

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

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

**PUBLISHER**

Coiled Tubing Times, LLC

**JOURNAL HAS BEEN PREPARED FOR PUBLICATION**

by Editorial Board of Coiled Tubing Times Journal.  
 The Journal has an exclusive right to present materials of the Russian Chapter of ICoTA-Russia

**ADDRESS OF EDITORIAL OFFICE**

5/1, Pyzhevski Lane, office 224, Moscow 119017, Russia.  
 Phone: +7 495 481 34 97, Fax: +7 499 788 91 19.  
[www.cttimes.org](http://www.cttimes.org), e-mail: [cttimes@cttimes.org](mailto: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

Выходит в свет очередной, 79-й выпуск нашего журнала. Это весенний номер, и новую весну мы, как обычно, встречаем с надеждами и планами. Однако политическая погода сегодня столь непредсказуема, что любые прогнозы становятся делом неблагодарным.

Номер открывает исследование руководителя аналитической группы RPI Вадима Кравца «Отложенный спрос поддержит нефтесервисный рынок». Автор, в частности, пишет: «Ожидается, что в среднесрочной перспективе рынок нефти ждет постепенное восстановление, возобновится реализация новых добычных проектов, при этом также станет поддерживаться добыча на старых месторождениях. В данных сценариях спрос на услуги колтюбинга в России будет демонстрировать устойчивую положительную динамику роста, что обусловлено увеличением ввода горизонтальных скважин, ростом числа операций ГРП и МГРП, а также операций КРС». Похоже, что в изменившихся условиях это звучит слишком оптимистично...

Увеличение ввода горизонтальных скважин влечет внедрение самых передовых технологий. Опытом бурения боковых ответвлений на ГНКТ с помощью СНБ54 делится начальник технологического отдела предприятия АктюбинскРемСервис ООО «ТаграС-РемСервис» Ильдар Ахметзяров. Это очень перспективная и многообещающая технология!

Максим Фадеев, начальник Центра технического развития ООО «ТаграС-РемСервис», выступает со статьей «Цифровые решения для ГРП». В компании был разработан не имеющий аналогов программный комплекс 1С-ГРП, в котором предусматривается работа каждой службы и хранение всей информации о затратах и проведенных операциях.

Также в номере свои достижения и новейшие разработки представляют сервисная компания «ВETERАН» и НПФ «Пакер».

И о нашей большой печали. В начале этого года мы потеряли двоих членов редакционного совета журнала: Юрия Айрапетовича Балакирова и Виктора Владимировича Лаптева. Мы будем помнить об этих выдающихся людях.

Жизнь продолжается. Надеюсь, так будет всегда.

Рон Кларк



## EDITORIAL

A regular issue of our journal has just been published under number 79. This is a spring issue, and it is common for us to welcome spring with hopes and plans. However, the political weather today is so unpredictable that any forecast looks like something akin to rolling the dice.

The opening article of the issue is *The Deferred Demand Will Support the Oilfield Services Market*, the research of Vadim Kravets, the head of RPI analytical group.

Notably, according to the author, "In the medium term, the oil market is expected to recover gradually, new production projects will resume, while production at old fields will also be supported. In these scenarios, the demand for coiled tubing services in Russia will show a stable positive growth trend, which is due to an increase in horizontal wells commissioning, an increase in the number of hydraulic fracturing and multistage fracturing operations, as well as workover operations". Hopefully, this will be the case.

The increasing commissioning of horizontal wells results in the introduction of the most advanced technologies. Ildar Akhmetzyarov, head of the Process Engineering Department at AktybinskRemService owned by TagraS-RemService LLC, shares the experience of CT drilling of side branches with the help of SNB54. This is a very promising cutting-edge technology!

Maksim Fadeev, head of the Technical Development Centre at TagraS-RemService LLC, presents an article entitled *Digital Solutions for Hydraulic Fracturing*. The company has developed a unique 1С-GRP software package which encompasses the operations of each service and ensures the storage of all information on the expenses and activities performed.

The issue also gives floor to VETERAN service company and SPF Paker which demonstrate their achievements and most recent developments.

We also have some very sad news. Early this year, we lost two members of our editorial board, Yury Ayrapetovich Balakirov and Viktor Vladimirovich Laptev. These prominent people will always be in our hearts.

Life goes on. I hope it will.

Ron Clarke

## ПЕРСПЕКТИВЫ

- 5** Навстречу 23-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы»
- 7** **Вадим Кравец**  
Отложенный спрос поддержит нефтесервисный рынок

## ТЕХНОЛОГИИ

- 19** **Максим Фадеев**  
Цифровые решения для ГРП
- 24** **И.Ф. Ахметзяров**  
Опыт эксплуатации SNB54
- 34** Тезисы Конференции по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам SPE/ICoTA 2021 (часть 3)
- 34** Секция 7.  
*Горизонтальное бурение и бурение с отходом от вертикали*
- 38** Секция 8.  
*Внутрискважинные работы в сложных условиях*
- 43** Секция 9.  
*Обмен знаниями на электронных стендах ePosters IV*

## ПРАКТИКА

- 47** ООО «ВETERAN»: в постоянном развитии нефтегазового сервиса 25 лет

## ОБОРУДОВАНИЕ

- 50** **Г.С. Гречишников**  
Пакерные технологии и оборудование, адаптированные к проведению работ с применением ГНКТ

## ALL FOR OIL

- 54** **Сергей Ковалев**  
ALL FOR OIL – все, что нужно для закупки, продажи, аренды, обслуживания нефтегазового оборудования

## НЕФТЕПРО- МЫСЛОВАЯ ХИМИЯ

- 56** Инновации в области ремонтно-изоляционных работ

## ВЕКТОР РАЗВИТИЯ

- 64** Водород: стать первым!

## PROSPECTS

- 5** Towards the 23<sup>rd</sup> International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference
- 7** **Vadim Kravets**  
The Deferred Demand Will Support the Oilfield Services Market

## TECHNOLOGIES

- 19** **Maksim Fadeev**  
Digital Solutions for Hydraulic Fracturing
- 24** **I.F. Akhmetzyarov**  
SNB54 – Operating Experience
- 34** SPE/ICoTA Coiled Tubing & Well Intervention Conference 2021 Abstracts (Part 3)
- 34** Session 7.  
*Horizontal and ERD solutions*
- 38** Session 8.  
*Interventions solutions in challenging environments*
- 43** Session 9.  
*Knowledge sharing ePosters IV*

## OILFIELD CHEMISTRY

- 56** Innovations in Remedial Operations

## DEVELOPMENT VECTOR

- 64** Hydrogen: Come to the Top!



# БИТТЕХНИКА

ПРОЕКТИРОВАНИЕ, ПРОИЗВОДСТВО, ВНЕДРЕНИЕ

Производство и изготовление  
оборудования для бурения,  
ЗБС, КРС и колтюбинга

Стремясь  
к лучшему,  
создаем  
совершенство



Сегодня ООО «БИТТЕХНИКА» –  
это полный спектр оборудования,  
инструмента для подготовки  
ствола скважины, проведения  
технологических операций  
и ликвидации аварий  
с применением колтюбинга



ФЗ-Ц Фреза забойная  
цементная



ФЗ-Т фреза забойная торцевая



ТЛНШ трубоводка наружная  
освобождающаяся штангоголовка



ТВГ труборез внутренний  
гидравлический



ПИКВ удочка ловильная для  
кабеля внутренняя



ЯГТ якорь гидравлический трубный



ПИКН удочка ловильная  
для кабеля наружная



РПК райбер конусный прямозубый

Россия, 614065, Пермский край, Пермь, Ш. Космонавтов, 395 я  
Телефон/факс: +7 (342) 294 64 64, 27 000 27  
[www.bittekhnika.ru](http://www.bittekhnika.ru), e-mail: [info@bittekhnika.ru](mailto:info@bittekhnika.ru)

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ

# 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](http://www.cttimes.org)

78

## 23-я Международная научно-практическая конференция «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы» The 23<sup>rd</sup> 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  
17-18 ноября 2022 года в Москве**

**Организаторы:** российское отделение Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA-Россия), научно-практический журнал «Время колтюбинга. Время ГРП».

**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.**

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

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

Международная научно-практическая конференция «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы» проводится ежегодно. Это старейший в

**The conference will be held  
on November 17-18, 2022 in Moscow**

**Organizers:** the Russian Chapter of the Intervention & Coiled Tubing Association (ICoTA-Russia), Scientific and Practical Coiled Tubing Times Journal.

**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.**

**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.

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

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

### The 23<sup>rd</sup> 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

России профессиональный форум для специалистов нефтегазового сервиса, заказчиков высокотехнологичных нефтесервисных услуг и производителей соответствующего оборудования.

Делегатами конференции неизменно являются представители таких известных российских и международных компаний, как «Роснефть», «Газпром», «Газпром нефть», «ЛУКОЙЛ», «Шлюмберге», Weatherford, Halliburton, «Татнефть», «Башнефть», ООО «Интегра – Сервисы», «ЕВС», «БВТ-Восток», Eriell Group, «Белоруснефть», «Пакер Сервис», Westor Overseas Holding, «ФракДжет-Волга», «Урал-Дизайн-ПНП», «Ветеран», Группа ФИД, Serva Group, «ФИДМАШ», Welltec, PGM, Jerih 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/](http://www.cttimes.org/conf/)

На 23-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/](http://www.cttimes.org/conf/confreg/)

Информация о спонсорских возможностях высылается по запросу.

E-mail: [cttimes@cttimes.org](mailto: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](http://www.cttimes.org)

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

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, Jerih 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/](http://www.cttimes.org/conf/)

At the 23<sup>rd</sup> 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/](http://www.cttimes.org/conf/confreg/)

Information about Sponsorship Packages is available upon request.

E-mail: [cttimes@cttimes.org](mailto: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/](http://www.cttimes.org/en/)

We look forward to meeting you!  
*Organizing Committee*

# Отложенный спрос поддержит нефтесервисный рынок

## The Deferred Demand Will Support the Oilfield Services Market

Вадим КРАВЕЦ, руководитель аналитической группы RPI

Vadim KRAVETS, Head of Research RPI Group

*По состоянию на декабрь 2021 года годовой объем добычи нефти и конденсата в Российской Федерации оценивался примерно на уровне 519 млн т, что на 1,2% превышает аналогичный показатель 2020 года. Согласно достигнутым договоренностям ОПЕК+ в 2022 году котируемый объем добычи России будет равен 524,8 млн тонн, т. е. на 1,1% больше, чем в предыдущем году, и есть все основания полагать, что эта квота полностью реализуется. Таким образом, негативная динамика по снижению объема добычи, наблюдавшаяся в 2019-2020 годах, окажется переломленной, что с большой степенью вероятности повлечет за собой оживление стагнировавшего до этого нефтесервисного рынка.*

*As of December 2021, the annual volume of oil and condensate production in the Russian Federation was estimated at about 519 million tons, which is 1.2% more than in 2020. According to the agreements reached by OPEC+ in 2022, the quota volume of Russian production will be equal to 524.8 million tons, i.e. 1.1% more than in the previous year, and there is every reason to believe that this quota is fully implemented. Thus, the negative dynamics of a decrease in production volume observed in 2019-2020 will turn out to be broken, which with a high degree of probability will entail a revival of the previously stagnated oilfield services market.*

Представленный на рис. 1 анализ нефтесервисного рынка соответствует следующей его структуре. В число рыночных сегментов входят:

- эксплуатационное бурение;
- разведочное бурение;
- зарезка боковых стволов;
- сопровождение бурения, в том числе операции MWD и LWD (телеметрии и каротажа во время бурения), сервисы ВЗД (винтовых забойных двигателей) и РУС (роторных управляемых систем), а также прочие сервисы сопровождения;
- сервис буровых растворов;
- долотный сервис;
- заканчивание скважин;
- цементирование скважин;
- капитальный ремонт скважин (КРС);
- текущий (подземный) ремонт скважин;
- гидроразрыв пласта;
- методы интенсификации нефтедобычи: операции по воздействию на призабойную зону скважин (ПЗС) и оптимизации режимов работы скважин;
- геофизические исследования скважин (ГИС);
- насосные услуги.

The analysis of the oilfield services market presented in Figure 1 corresponds to the following structure. Market segments include:

- production drilling;
- exploration drilling;
- sidetracking;
- drilling support, including MWD and LWD (telemetry and logging while drilling) operations, DDM (screw downhole motors) and RSS (rotary steerable systems) services, as well as other support services;
- service of drilling fluids;
- drill bit service;
- well completion;
- well cementing;
- well workover;
- current well production maintenance;
- hydraulic fracturing;
- methods of intensification of oil production: operations to influence the bottomhole zone of wells (floating fuel station) and optimize the operating modes of wells;
- well logging;
- pumping services.

At the same time, the total assessment of the oilfield services market does not take into account:

Публикация подготовлена на основе доклада, представленного в процессе 22-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы», состоявшейся 11-12 ноября 2021 года.

The publication is prepared on the basis of the report presented at the 22<sup>nd</sup> International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing, Well Intervention Conference held on November 11-12, 2021.

При этом суммарная оценка нефтесервисного рынка не учитывает:

- сейсмические исследования (на них приходится примерно 4–7% нефтесервисного рынка);
- отдельные, не применяемые достаточно широко виды интенсификации добычи (составляют менее 5–7% от проанализированных в этом разделе методов ИД);
- производство оборудования, используемого при оказании нефтесервисных услуг.

Сегмент кольтюбинга учтен в сегментах бурения, КРС и ГРП (гидроразрыв пласта), так как этот технологический метод используется при бурении, капитальном ремонте скважин и проведении операций гидроразрыва пласта.

В отличие от предыдущих лет, в настоящей статье при формировании прогнозов применен сценарный подход. Сценарии сводятся к следующим предположениям и предпосылкам.

- Оптимистический сценарий: относительно быстрое восстановление баланса спроса и предложения на рынке, сохранение котировок нефти на уровне \$60+ за баррель в среднесрочной перспективе, как следствие, выполнение Россией соглашений об ограничении добычи в «мягком варианте».
- Нейтральный (базовый) сценарий: более длительное восстановление баланса спроса и предложения на рынке, сохранение ценового уровня \$ 55–60 за баррель в среднесрочной перспективе, как следствие, выполнение Россией соглашений об ограничении добычи в полном соответствии с достигнутыми договоренностями.
- Негативный сценарий: невозможность восстановления баланса спроса и предложения на рынке при действующих условиях, введение новых ограничений на добычу нефти, ухудшение текущей рыночной ценовой конъюнктуры (ценовой диапазон \$ 40–50 за баррель) в кратко- и среднесрочной перспективе, как следствие, выполнение Россией соглашений об ограничении добычи в расширенном варианте.

Эти сценарии являются основными, и, как показал мониторинг рыночной ситуации, реальные показатели функционирования нефтегазового и нефтесервисного рынков в 2020–2021 годах совершали колебания внутри коридора, заданного рамками этих трех сценариев.

В 2005–2020 годах суммарный объем российского нефтесервисного рынка в рублевом выражении имел положительную динамику, за

Сегмент кольтюбинга учтен в сегментах бурения, КРС и ГРП (гидроразрыв пласта), так как этот технологический метод используется при бурении, капитальном ремонте скважин и проведении операций гидроразрыва пласта.

The coiled tubing segment is accounted for in the drilling, workover and hydraulic fracturing (hydraulic fracturing) segments, as this technological method is used in drilling, workover and hydraulic fracturing operations.

- seismic surveys (they account for about 4–7% of the oilfield services market);
- some, not widely used types of production intensification (make up less than 5–7% of the methods analyzed in this section);
- production of equipment used in the provision of oilfield services.

The coiled tubing segment is accounted for in the drilling, workover and hydraulic fracturing (hydraulic fracturing) segments, as this technological method is used in drilling, workover and hydraulic fracturing operations.

In contrast to previous years, this article uses a scenario approach when making forecasts. The scenarios boil down to the following assumptions and assumptions.

- Optimistic scenario: relatively quick restoration of the balance of supply and demand in the market, preservation of oil prices at \$ 60+ per barrel in the medium term, as a result of Russia's compliance with the agreements on limiting production in the "soft version".
- Neutral (baseline) scenario: a longer restoration of the balance of supply and demand in the market, maintaining the price level of \$ 55–60 per barrel in the medium term, as a result of the implementation by Russia of agreements on production limitation in full compliance with the agreements reached.
- Negative scenario: the impossibility of restoring the balance of supply and demand in the market under current conditions, the introduction of new restrictions on oil production, deterioration of the current market price environment (price range of \$ 40–50 per barrel) in the short and medium term, as a result of Russia's compliance with the agreements on restriction production in an extended version.

These scenarios are the main ones, and as the monitoring of the market situation has shown, the real indicators of the functioning of the oil and gas and oilfield service markets in 2020–2021 oscillated within the corridor defined by the framework of these three scenarios.

In 2005–2020 the total volume of the Russian oilfield services market in ruble terms had a positive trend, except for the crisis years of 2009 and 2020. Its average annual growth rate during this period was 11.1%.

In 2009 and 2020, the decline in market volume compared to previous years was 1.8% and 9.2%, respectively. The reason for this in both cases was a decrease in the investment activity of mining companies.

In dollar terms, the average annual growth in the volume of the oilfield services market in 2005–2020 was equal to 4.3%. In absolute terms, the market volume grew from \$ 9.58 billion in 2005 to \$ 18.11 billion in 2020 (+ 89.0%). The main reason for the

исключением кризисных 2009 и 2020 годов. Темп его среднегодового роста в этот период времени составлял 11,1%.

В 2009 и 2020 годах падение объема рынка по сравнению с предыдущими годами было равно 1,8% и 9,2% соответственно. Причиной этого в обоих случаях послужило снижение инвестиционной активности добывающих компаний.

В долларовом выражении среднегодовой рост объема нефтесервисного рынка в 2005-2020 годах был равен 4,3%. В абсолютных цифрах объем рынка вырос с \$9,58 млрд в 2005 году до \$18,11 млрд в 2020 году (+ 89,0%). Основной причиной замедленного роста рынка в долларовом исчислении было снижение курса рубля по отношению к доллару. Так среднегодовой курс рубля в 2005 году равнялся 28,29 рубля за один доллар, а в 2020 году этот параметр достиг 72,73 рубля за один доллар.

Основными драйверами роста объема нефтесервисного рынка в 2005-2020 годах, исключая 2009 и 2020 годы, были следующие сегменты:

- эксплуатационное бурение, включая горизонтальное бурение;
- капитальный ремонт скважин;
- зарезка боковых стволов (ЗБС);
- гидроразрыв пласта;
- сопровождение бурения;
- геофизические исследования скважин (ГИС).

Наиболее важным драйвером среди перечисленных выше был сегмент бурения, который в 2005-2020 годах претерпел существенные технологические изменения, повлекшие за собой рост его объема в денежном выражении.

В 2020 году суммарный объем нефтесервисного рынка снизился на 9,2%. Падение затронуло все сегменты рынка, среди которых наиболее крупными являются:

- эксплуатационное бурение – снижение объема в денежном выражении на 11,5% по сравнению с 2019 годом;
- капитальный ремонт скважин – снижение на 9,1%;
- гидроразрыв пласта – снижение на 6,9%;
- зарезка боковых стволов – снижение на 2,3%.

Отрицательная динамика в перечисленных сегментах стала следствием в первую очередь падения объема работ в физическом выражении.

Так, в 2020 году количество введенных эксплуатационных горизонтальных скважин снизилось на 5,7%, с 3698 единиц в 2019 году до 3487 единиц в 2020 году. Число введенных наклонно-направленных скважин уменьшилось на 2,2%, с 4781 единиц в 2019 году до 4679 единиц в 2020 году. Количество операций КРС сократилось на 10,1%, с 54,49 тыс. в 2019 году до 53,01 тыс. в 2020 году. Число ГРП на переходящем фонде, включая неуспешные, упало на 25,7%, с 8,06 тыс. в 2019 году до 5,99 тыс. в 2020 году.

slowdown in market growth in dollar terms was the depreciation of the ruble against the dollar. So the average annual ruble exchange rate in 2005 was 28.29 rubles per dollar, and in 2020 this parameter reached 72.73 rubles per dollar.

The main drivers of growth in the volume of the oilfield services market in 2005-2020, excluding 2009 and 2020, were the following segments:

- production drilling, including horizontal drilling;
- well workover;
- sidetracking;
- hydraulic fracturing;
- drilling support;
- well logging.

The most important driver among those listed above was the drilling segment, which in 2005-2020 has undergone significant technological changes, resulting in an increase in its volume in monetary terms.

In 2020, the total volume of the oilfield services market decreased by 9.2%. The fall affected all market segments, among which the largest are:

- production drilling – a decrease in volume in monetary terms by 11.5% compared to 2019;
- well workover – a decrease by 9.1%;
- hydraulic fracturing – decrease by 6.9%;
- sidetracking – a decrease by 2.3%.

The negative dynamics in the listed segments was the result, first of all, of a drop in the volume of work in physical terms.

So, in 2020, the number of commissioned horizontal production wells decreased by 5.7% from 3,698 units in 2019 to 3,487 units in 2020. Directional wells commissioned decreased by 2.2% from 4,781 units in 2019 to 4,679 units in 2020. The number of workover operations decreased by 10.1% from 54.49 thousand in 2019 to 53.01 thousand in 2020. The number of hydraulic fracturing jobs on the rolling stock, including unsuccessful ones, fell by 25.7% from 8.06 thousand in 2019 to 5.99 thousand in 2020.

## THE CRISIS WILL NOT LAST FOREVER

Due to the remaining high degree of uncertainty about the future situation in the Russian oilfield services market, the forecast presented in the article is based on the three scenarios of oil production outlined above. They, in particular, differ in levels of production in old fields. These levels are directly dependent on factors supporting production, such as:

- new drilling at old fields;
- sidetracking operations on old wells;
- workover operations;
- hydraulic fracturing operations on current declining well stock;
- various operations to enhance oil recovery and stimulate production.

In these scenarios, the volumes of wells commissioned in new fields, exploratory drilling, and the number of hydraulic fracturing (including multistage – multistage hydraulic fracturing) during wells commissioning have different values.

They take into account the differences in such segments as drilling support, well logging, pumping

## КРИЗИС НЕ ВЕЧЕН

В связи с остающейся высокой степенью неопределенности будущей ситуации на российском нефтесервисном рынке представленный в статье прогноз основывается на трех сценариях нефтедобычи, изложенных выше. Они, в частности, отличаются различными уровнями добычи на старых месторождениях. Эти уровни непосредственно зависят от факторов поддержания добычи, таких как:

- новое бурение на старых месторождениях;
- операции по зарезке боковых стволов на старых скважинах;
- операции КРС;
- операции ГРП на скважинах переходящего фонда;
- различные операции по повышению нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи.

В этих сценариях различные значения имеют объемы ввода скважин на новых месторождениях, разведочное бурение, а также число ГРП (включая многостадийные – МГРП) при вводе скважин.

В них учтены различия в таких сегментах, как сопровождение бурения, ГИС, насосные услуги, буровые растворы, первичное и вторичное цементирование, текущий ремонт скважин и долотный сервис.

Денежные оценки объемов сегментов рынка в прогнозных сценариях учитывают как физическую динамику тех или иных операций, так и прогнозные стоимости соответствующих услуг, выраженные в номинальных рублях.

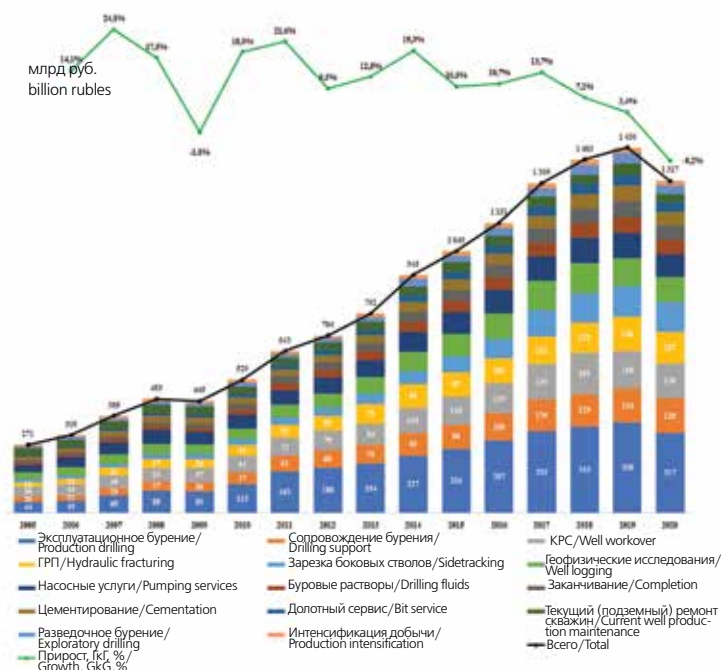
При формировании прогнозных сценариев учитывалось, что при введении ограничений на объем добычи из-за соглашения ОПЕК+ сдерживание объема добычи может быть достигнуто за счет варьирования объемов бурения, количества операций КРС и ЗБС, а также числа операций повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи (ПНП и ИД), в частности операций ГРП на переходящем фонде скважин) – в их взаимосвязи друг с другом.

На рисунке 2 показан прогноз динамики объема нефтесервисного рынка на 2021-2030 годы по нейтральному сценарию.

В нейтральном сценарии уменьшение объема рынка в 2021 году по сравнению с предыдущим годом составит 5,0%, его восстановление до уровня 2019 года достигается в 2022 году, и к 2030 году суммарный объем нефтесервисного рынка в номинальных рублях превышает аналогичный показатель 2020 года на 115%.

В рамках нейтрального сценария в 2030 году пятерка крупнейших сегментов выглядит следующим образом:

- эксплуатационное бурение – доля в общем объеме рынка равна 21,0%;
- ГРП – 14,9%;
- сопровождение бурения – 13,4%;
- ЗБС – 10,7%;
- КРС – 9,9%.



Источник: ЦДУ ТЭК, анализ RPI  
Source: CDU TEK, RPI analysis

**Рисунок 1 – Динамика объема нефтесервисного рынка в 2005-2020 годах, млрд руб.**

**Figure 1 – Dynamics of the volume of the oilfield services market in 2005-2020, billion rubles**

services, drilling fluids, primary and secondary cementing, well maintenance and bit services.

Monetary estimates of the volumes of market segments in forecast scenarios take into account both the physical dynamics of certain operations and the forecast costs of the corresponding services, expressed in nominal rubles.

When forming the forecast scenarios, it was taken into account that when restrictions on the volume of production were introduced due to the OPEC+ agreement, containment of the volume of production can be achieved by varying the volume of drilling, the number of workover and sidetracking operations, as well as the number of enhanced oil recovery and stimulation operations (EOR and production intensification), in particular, hydraulic fracturing operations on the current declining well stock) – in their interconnection.

Figure 2 shows the forecast for the dynamics of the volume of the oilfield services market for 2021-2030, under a neutral scenario.

In the neutral scenario, the decrease in the market volume in 2021 compared to the previous year will amount to 5.0%, its recovery to the level of 2019 is achieved in 2022, and by 2030 the total volume of the oilfield services market in nominal rubles exceeds the same indicator of 2020 by 115%.

Under the neutral scenario in 2030, the five largest segments are as follows:

- production drilling – the share in the total market volume is 21.0%;
- hydraulic fracturing – 14.9%;

Суммарная доля этих сегментов в 2030 году составит 69,9%.

В оптимистическом сценарии падение нефтесервисного рынка в 2021 году по сравнению с 2020 годом равно 3,8%, а к 2030 году объем нефтесервисного рынка достигнет 3,3 трлн рублей, что на 152% превысит аналогичный показатель в 2020 году.

В рамках этого сценария в 2030 году пятерка наиболее крупных сегментов нефтесервисного рынка представляется следующим образом:

- эксплуатационное бурение – 22,3%;
- сопровождение бурения – 14,3%;
- ГРП – 14,1%;
- ЗБС – 10,9%;
- КРС – 10,0%.

В общей сложности доля этих сегментов достигнет 69,1% от всего объема нефтесервисного рынка.

В негативном сценарии падение рынка в 2021 году по сравнению с 2020 годом составит 7,3%. Рынок восстановится до докризисного уровня 2019 года только в 2023 году, а в 2030 году его объем превысит этот показатель за 2020 год на 89%.

В этом сценарии наблюдаются наименьшие значения проходки в эксплуатационном бурении, а добыча поддерживается за счет максимального использования старых скважин. Это приводит к необходимости использования потенциала всех методов – ЗБС, ГРП на переходящем фонде и всех методов интенсификации добычи. При этом становится необходимым производить в большем количестве дорогостоящие операции геофизических исследований скважин.

В этом сценарии пятерка наибольших сегментов рынка в 2030 году становится следующей:

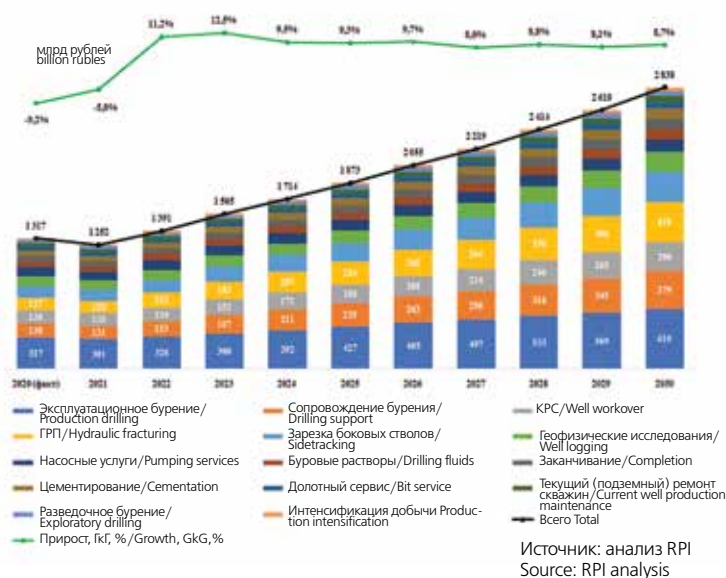
- эксплуатационное бурение – 19,7%;
- ГРП – 15,5%;
- сопровождение бурения – 11,4%;
- геофизические исследования скважин – 10,2%;
- зарезка боковых стволов – 10,0%.

Суммарная доля этих сегментов в 2030 году составит 66,9%.

## ЧТО БУДЕТ С КОЛТЮБИНГОМ

В настоящее время применение колтюбинга на российском рынке в первую очередь сфокусировано на проведении КРС, в том числе на обработке призабойной зоны (ОПЗ), подготовке скважин к ГРП и ЗБС, освоении скважин после ГРП и ЗБС, вводе в эксплуатацию и ремонте нагнетательных скважин (освоение вновь пробуренных скважин) и других видов КРС, проведении ГРП и МГРП на новых скважинах. Использование ГНКТ в других сегментах (бурение и ЗБС) является достаточно ограниченным (за исключением «Сургутнефтегаза»), что особенно заметно в сравнении с международным опытом, в первую очередь в США и Канаде.

Рынок колтюбинга в России начал развиваться с



**Рисунок 2 – Прогноз динамики объема нефтесервисного рынка в 2021-2030 годах, нейтральный сценарий, млрд руб.**

**Figure 2 – Forecast of the dynamics of the volume of the oilfield services market in 2021-2030, neutral scenario, billion rubles**

- drilling support – 13,4%;
- sidetracking – 10,7%;
- workover – 9,9%.

The total share of these segments in 2030 will be 69,9%.

In the optimistic scenario, the decline in the oilfield services market in 2021 compared to 2020 is 3.8%, and by 2030 the volume of the oilfield services market will reach 3.3 trillion rubles, which is 152% more than in 2020.

Under this scenario, in 2030, the five largest segments of the oilfield services market are represented as follows:

- production drilling – 22,3%;
- drilling support – 14,3%;
- hydraulic fracturing – 14,1%;
- sidetracking – 10,9%;
- workover – 10,0%.

In total, the share of these segments will reach 69.1% of the total volume of the oilfield services market.

In a negative scenario, the market decline in 2021 compared to 2020 will be 7.3%. The market will recover to the pre-crisis level of 2019 only in 2023, and in 2030 its volume will exceed this figure for 2020 by 89%.

In this scenario, production drilling is the lowest and production is maintained by maximizing the use of old wells. This leads to the need to use the potential of all methods - sidetracking, hydraulic fracturing on the current declining well stock and all methods of production stimulation. In this case, it becomes necessary to carry out a large number of expensive well logging operations.

In this scenario, the top five market segments in 2030 become:

1998 года, но особенно быстро он прогрессировал качественно и количественно в 2007-2018 годах, в течение которых количество операций выросло на 153,9%, с 8,6 тыс. ед. в 2007 году до 21,8 тыс. ед. в 2018 году.

В 2019 году положительный тренд сменился нисходящей динамикой в сравнении с предыдущим годом на 19,1%. Это было обусловлено сокращением количества операций КРС – основной сегмент применения ГНКТ – у ПАО «НК «Роснефть» (на 33,0%, или на 11,7 тыс. ед. в абсолютном исчислении).

В 2020 году падение рынка услуг с ГНКТ продолжилось и составило 6,4%, достигнув уровня 16,5 тыс. ед. Ключевым драйвером выступило изменение объемов проведенных капитальных ремонтов скважин у ПАО «НК «Роснефть» (на 13,7%, или на 3,2 тыс. ед. в абсолютном исчислении).

Объем использования колтюбинга в нефтегазодобывающих компаниях значительно отличается, и это связано прежде всего с подходом ВИНК к сервису: одни компании внедрили и применяют колтюбинг на всех стадиях строительства, освоения и капитального ремонта скважин, другие используют колтюбинг ограниченно – только для проведения определенных сервисных операций. В целом по стране до 2010 года использование колтюбинга было следствием увеличения числа КРС, проводимых с помощью ГНКТ, а начиная с 2011 года дополнительный импульс росту числа операций колтюбинга был придан за счет расширения спектра нефтесервисных услуг с использованием ГНКТ, в частности операциями при многостадийном гидроразрыве пласта и при вводе в эксплуатацию горизонтальных скважин.

По состоянию на 2020 год наибольшее количество операций с ГНКТ было проведено в Западной Сибири – 69,4% от всех операций в России и Волга-Урале – 20,1%. Это вызвано тем, что в этих регионах расположены большие фонды старых эксплуатационных скважин, на которых проводятся операции ГРП, КРС и осуществляется бурение боковых стволов.

В денежном выражении объем рынка колтюбинга в 2007-2018 годах ежегодно увеличивался как за счет роста количества операций, так и за счет возрастания их стоимости (рис. 3).

- production drilling – 19,7%;
- hydraulic fracturing – 15,5%;
- drilling support – 11,4%;
- well logging – 10,2%;
- sidetracking – 10,0%.

The total share of these segments in 2030 will be 66,9%.

Использование ГНКТ в других сегментах (бурение и ЗБС) является достаточно ограниченным, что особенно заметно в сравнении с международным опытом, в первую очередь в США и Канаде.

The use of coiled tubing in other segments (drilling and sidetracking) is rather limited, which is especially noticeable in comparison with international experience, primarily in the USA and Canada.

## WHAT WILL HAPPEN TO COILED TUBING

Currently, the use of coiled tubing in the Russian market is primarily focused on workover, including bottomhole treatment (BHT), well preparation for hydraulic fracturing and sidetracking, well development after hydraulic fracturing and sidetracking, commissioning and repair of injection wells. (development of newly drilled wells) and other types of workover, hydraulic fracturing and multistage hydraulic fracturing on new wells. The use of coiled tubing in other segments (drilling and sidetracking) is rather limited (with the exception of Surgutneftegaz), which is

especially noticeable in comparison with international experience, primarily in the USA and Canada. The coiled tubing market in Russia began to develop in 1998, but it progressed especially rapidly in quality and quantity in 2007-2018, during which the number of operations increased by 153,9%, from 8.6 thousand units in 2007 up to 21.8 thousand units in 2018.

In 2019, the positive trend was replaced by a downward trend in comparison with the previous year by 19.1%. This was due to a decrease in the number of workover operations – the main segment of CT application – at PJSC NK Rosneft (by 33.0% or 11.7 thousand units in absolute terms).

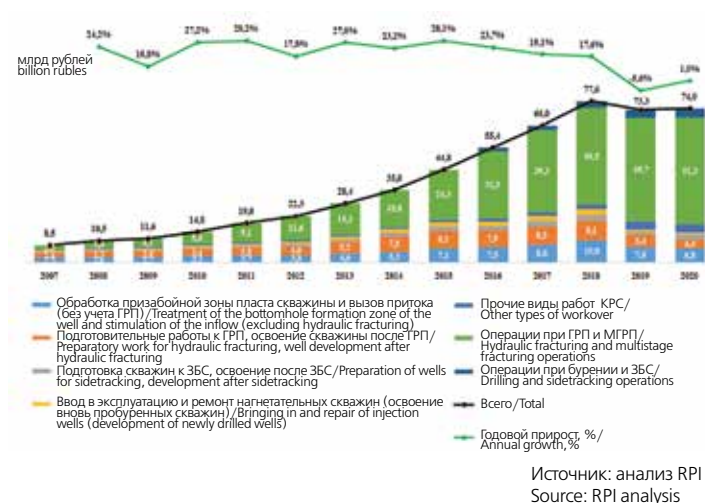
In 2020, the decline in the market for coiled tubing services continued and amounted to 6.4%, reaching a level of 16.5 thousand units. The key driver was the change in the volume of well workovers carried out by PJSC NK Rosneft (by 13.7% or by 3.2 thousand units in absolute terms).

The volume of coiled tubing use in oil and gas companies differs significantly, and this is primarily due to the approach of vertically integrated oil companies to service: some companies have introduced and are using coiled tubing at all stages of construction, development and workover of wells, others use coiled tubing to a limited extent – only for certain service operations. In the country as a whole, until 2010, the use of coiled tubing was a consequence of an increase in the number of

workovers carried out with the help of coiled tubing, and, starting in 2011, an additional impetus to the

Объем использования колтюбинга в нефтегазодобывающих компаниях значительно отличается, и это связано прежде всего с подходом ВИНК к сервису.

The volume of coiled tubing use in oil and gas companies differs significantly, and this is primarily due to the approach of vertically integrated oil companies to service.



**Рисунок 3 – Годовой объем операций колтюбинга в денежном выражении в 2007-2020 годах, млрд руб.**

**Figure 3 – Annual volume of coiled tubing operations in monetary terms in 2007-2020, billion rubles**

В 2019 году отмечалось падение рынка на 5,6% с последующим частичным восстановлением в 2020 году.

В 2020 году объем рынка колтюбинга в денежном выражении составил 74,0 млрд руб. Драйверами положительной динамики рынка на фоне падения общего количества операций являются сегменты ГРП/МГРП, а также бурения и ЗБС.

В 2020 году самым дорогим в денежном выражении был сегмент операций ГРП и МГРП – его величина составила 51,3 млрд руб., что равно 69,3% от общего объема рынка.

Совокупный объем операций с ГНКТ при КРС достиг 18,3 млрд руб., или 24,8%. На долю колтюбинга при бурении и ЗБС в сумме пришлось 4,4 млрд руб., или 5,9%. Крупнейшими сегментами колтюбинга при КРС в денежном выражении являлись:

- обработка призабойной зоны пласта скважины и вызов притока (без учета ГРП) – 9,2% от общего рынка колтюбинга;
- подготовка и освоение после ГРП – 6,0%;
- подготовка и освоение после ЗБС – 3,3%;
- ввод в эксплуатацию и ремонт нагнетательных скважин – 1,1%;
- прочие виды КРС – 5,2%.

## БУДЕТ ЛИ ПОДЪЕМ

В настоящее время основными драйверами рынка колтюбинга являются:

- операции МГРП и ГРП на новых скважинах;
- операции КРС с использованием ГНКТ, в частности ОПЗ, ввод в эксплуатацию нагнетательных скважин, подготовка к ГРП, ЗБС и освоение скважины после ГРП и ЗБС;
- операции ЗБС, прежде всего при строительстве горизонтальных стволов;

growth of the number of coiled tubing operations was given by expanding the range of oilfield services using coiled tubing, in particular, operations in multistage hydraulic fracturing and commissioning of horizontal wells.

As of 2020, the largest number of CT operations was carried out in Western Siberia – 69.4% of all operations in Russia and the Volga-Urals – 20.1%. This is due to the fact that in these regions there are large stocks of old production wells, where hydraulic fracturing and workover operations are carried out and sidetracks are drilled.

In monetary terms, the volume of the coiled tubing market in 2007-2018 increased annually, both due to an increase in the number of operations and due to an increase in their cost (see Figure 3). 2019 saw a 5.6% market decline followed by a partial recovery in 2020.

In 2020, the volume of the coiled tubing market in monetary terms amounted to 74.0 billion rubles. The drivers of the positive market dynamics against the background of the decline in the total number of operations are the hydraulic fracturing/multi-stage hydraulic fracturing, as well as drilling and sidetracking segments.

In 2020, the most expensive segment in monetary terms was the segment of hydraulic fracturing and multistage hydraulic fracturing – its value amounted to 51.3 billion rubles, which is equal to 69.3% of the total market volume. The total volume of CT operations during workover reached RUB 18.3 billion or 24.8%. Coiled tubing for drilling and sidetracking accounted for 4.4 billion rubles in total or 5.9%. The largest workover coiled tubing segments in monetary terms were:

- treatment of the bottomhole formation zone of the well and stimulation of the inflow (excluding hydraulic fracturing) – 9.2% of the total coiled tubing market;
- preparation and development after hydraulic fracturing – 6.0%;
- preparation and development after sidetracking – 3.3%;
- bringing in and repair of injection wells – 1.1%;
- other types of workover – 5.2%.

## WILL THERE BE A RISE?

Currently, the main drivers of the coiled tubing market are:

- multi-stage hydraulic fracturing and hydraulic fracturing operations on new wells;
- workover operations using coiled tubing, in particular, BHT, bringing in injection wells, preparation for hydraulic fracturing, sidetracking and well completion after hydraulic fracturing and sidetracking;
- sidetracking operations, primarily during the construction of horizontal shafts;
- bringing in new wells, primarily horizontal ones, and an increase in horizontal drilling.

Coiled tubing segments such as coiled tubing while drilling (opening layers) and coiled tubing

- ввод новых скважин, прежде всего горизонтальных, и рост горизонтального бурения.

С 2016 года получили распространение такие сегменты колтюбинга, как колтюбинг при бурении (вскрытии пластов) и колтюбинг при ЗБС, в 2020 году их доля в физическом выражении составила 3,6%, продолжив положительную динамику (в 2019 году их доля составляла 2,9%).

Однако главным драйвером роста колтюбинговых операций в России в денежном выражении в 2007-2020 годах были операции ГРП, в первую очередь операции многостадийного ГРП на новых скважинах.

Положительный рост операций с ГНКТ также наблюдается в сегменте КРС, в 2020 году изменилась структура колтюбинга при КРС: так, операции по очистке ствола и забоя скважины от парафиногидратных отложений, солей, песчаных и гидратных пробок с ГНКТ вошли в топ-3 операций КРС с ГНКТ, что обусловлено изменением качественного состава нефтей в сторону высокопарафинистых и высокосернистых сортов.

Наибольшие перспективы развития рынок колтюбинга имеет в тех сегментах нефтесервиса, где прогнозируется устойчивый рост (операции ГРП и МГРП, а также КРС).

Ожидается, что в среднесрочной перспективе рынок нефти ждет постепенное восстановление, возобновится реализация новых добычных проектов, при этом также станет поддерживаться добыча на старых месторождениях. В данных сценариях спрос на услуги колтюбинга в России будет демонстрировать устойчивую положительную динамику роста, что обусловлено увеличением ввода горизонтальных скважин, ростом числа операций ГРП и МГРП, а также операций КРС.

Возрастание количества операций в сегменте ГРП и МГРП связано с вводом в эксплуатацию крупных месторождений в Большехетской впадине, Эвенкии и на юге полуострова Ямал.

В 2021-2030 годах колтюбинговые операции продолжат интенсивно применяться при операциях КРС. Это явится следствием устаревания фонда действующих скважин, для повышения и поддержания дебитов на них будет проводиться большее количество ремонтных работ и иных методов повышения нефтеотдачи пласта с применением ГНКТ, в частности увеличение числа операций ЗБС.

В среднесрочной перспективе произойдут значительные изменения структуры рынка

during sidetracking have become widespread since 2016; in 2020, their share in physical terms was 3.6%, continuing the positive trend (in 2019, their share was 2.9%).

Главным драйвером роста колтюбинговых операций в России в денежном выражении в 2007-2020 годах были операции ГРП, в первую очередь операции многостадийного ГРП на новых скважинах.

Hydraulic fracturing operations, primarily multi-stage hydraulic fracturing operations on new wells were the main driver of growth of coiled tubing operations in Russia in monetary terms in 2007-2020.

However, hydraulic fracturing operations, primarily multi-stage hydraulic fracturing operations on new wells were the main driver of growth of coiled tubing operations in Russia in monetary terms in 2007-2020.

Positive growth in coiled tubing operations is also observed in the workover segment; in 2020, the structure of coiled tubing during workover changed – so operations to clean up the wellbore and bottom of the well from paraffinic hydrate deposits, salts, sand and hydrate plugs with coiled tubing were included in the top 3 workovers with coiled tubing, which is due to a change in the qualitative composition of oils towards highly paraffinic and high-sulfur grades.

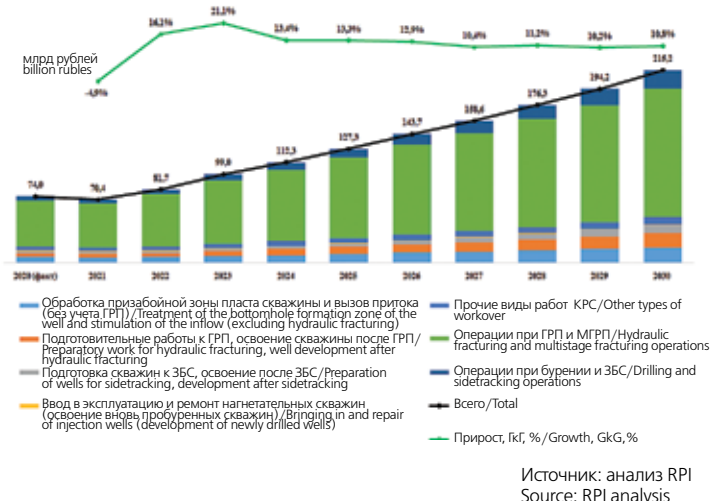
The coiled tubing market has the greatest development prospects in those oilfield service segments where steady growth is predicted (hydraulic fracturing and multistage hydraulic fracturing, as well as workover).

In the medium term, the oil market is expected to recover gradually, new production projects will resume, while production at old fields will also be supported. In these scenarios, the demand for coiled tubing services in Russia will show a stable positive growth trend, which is due to an increase in horizontal wells commissioning, an increase in the number of hydraulic fracturing and multistage fracturing operations, as well as workover operations.

The increase in the number of operations in the hydraulic fracturing and multistage fracturing segment is associated with the commissioning of large fields in the Bolshekhetskaya Depression, Evenkia and in the south of the Yamal Peninsula.

In 2021-2030 coiled tubing operations will continue to be intensively used in workover operations. This will be a consequence of the obsolescence of the current declining well stock; to increase and maintain production rates, a greater number of workover operations and other methods of enhanced oil recovery using coiled tubing will be carried out, in particular, an increase in the number of sidetracking operations.

In the medium term, there will be significant changes in the structure of the coiled tubing market. The growth of the "high-cost" segment is expected, and, first of all, this will be associated with the growth of hydraulic fracturing and multi-stage hydraulic fracturing operations. The increase in the volume of horizontal drilling will entail an increase in the number of operations during well development, logging on coiled tubing, as well as the use of new EOR technologies, the implementation of which is necessarily accompanied by the use of "coiled tubing".



**Рисунок 4 – Прогноз объема рынка колтюбинга в денежном выражении в 2021-2030 годах, млрд руб.**

**Figure 4 – Forecast of the volume of the coiled tubing market in monetary terms in 2021-2030, billion rubles**

колтюбинга. Ожидается рост сегмента high-cost, и прежде всего это окажется связанным с ростом операций при ГРП и МГРП. Увеличение объемов горизонтального бурения повлечет за собой рост числа операций при освоении скважин, ГИС на колтюбинге, а также применение новых технологий ПНП, проведение которых обязательно сопровождается использованием гибкой трубы.

С учетом перечисленных факторов прогноз динамики объема рынка колтюбинга на 2021-2030 годы в денежном выражении показан на рис. 4.

В нейтральном сценарии динамика стоимости услуг учитывает как инфляцию 4% в год с возможностью ее всплеска до 8,5% в год, так и возможное удешевление стоимости операций вследствие давления заказчиков на подрядчиков.

В нейтральном сценарии объем рынка колтюбинга в 2021-2030 годах увеличивается со среднегодовым темпом в 11,2%, достигая к 2030 году уровня 215,2 млрд рублей.

Наиболее крупным в денежном выражении в 2030 году окажется сегмент операций при ГРП/МГРП, главным образом вследствие их стоимости: доля колтюбинга при ГРП/МГРП составит 66%.

Сегмент операций при ГРП и МГРП в нейтральном сценарии внесет основной вклад в суммарный рост рынка колтюбинга в денежном выражении в 2020-2030 годах.

В оптимистическом сценарии объем рынка колтюбинга в 2021-2030 годах демонстрирует положительную динамику роста со среднегодовым

В среднесрочной перспективе произойдут значительные изменения структуры рынка колтюбинга. Ожидается рост сегмента high-cost. In the medium term, there will be significant changes in the structure of the coiled tubing market. The growth of the "high-cost" segment is expected.

## HYDRAULIC FRACTURING MARKET WILL SUPPORT DRILLING

Over the past ten years, the hydraulic fracturing market has split into two segments – the single-stage hydraulic fracturing market, including operations on the current declining well stock and new wells, and the multi-stage hydraulic fracturing market, which developed in Russia after about 2010. These segments differ in the dynamics of their volumes, as well as in their development prospects.

In 2006-2019, the single-stage hydraulic fracturing market demonstrated stable growth in monetary terms with an average annual

rate of 14.5% (see Figure 5). The largest increase was observed in 2014 – 27% compared to the previous year, which is associated with an increase in the number of operations, as well as the cost of oilfield services, due to the devaluation of the ruble. In 2020, due to the general contraction of the hydraulic fracturing market in physical terms, the market showed negative dynamics in monetary terms – a decrease by 6% to 69.2 billion rubles.

A different situation has developed in the multistage hydraulic fracturing market. Multi-stage hydraulic fracturing operations are a relatively new and rapidly developing technology in the hydraulic fracturing

Taking into account the listed factors, the forecast for the dynamics of the coiled tubing market volume for 2021-2030 in monetary terms is shown in Figure 4.

In the neutral scenario, the dynamics of the cost of services takes into account both inflation of 4% per year, with the possibility of its surge to 8.5% per year, and a possible reduction in the cost of operations due to pressure from customers on contractors.

In the neutral scenario, the volume of the coiled tubing market in 2021-2030, increases at an average annual rate of 11.2%, reaching a level of 215.2 billion rubles by 2030.

The largest segment in monetary terms in 2030 will be the segment of fracturing/multi-stage fracturing operations, mainly due to their cost – the share of coiled tubing during fracturing/multi-stage fracturing will amount to 66%.

The segment of fracturing and multistage fracturing operations in the neutral scenario will make the main contribution to the total growth of the coiled tubing market in monetary terms in 2020-2030.

In the optimistic scenario, the volume of the coiled tubing market in 2021-2030 demonstrates positive growth dynamics with an average annual rate of 13.9% to the level of 273.0 billion rubles in 2030.

In the negative scenario, the volume of the coiled tubing market in monetary terms in 2020-2030 is growing at an average annual rate of 8.8% and reaches 171.7 billion rubles in 2030.

темпом в размере 13,9%, до уровня 273,0 млрд рублей в 2030 году.

В негативном сценарии объем рынка колтюбинга в денежном выражении в 2020-2030 годах растет со среднегодовым темпом в 8,8% и достигает в 2030 году уровня 171,7 млрд рублей.

## РЫНОК ГРП ВЫТЯНЕТ БУРЕНИЕ

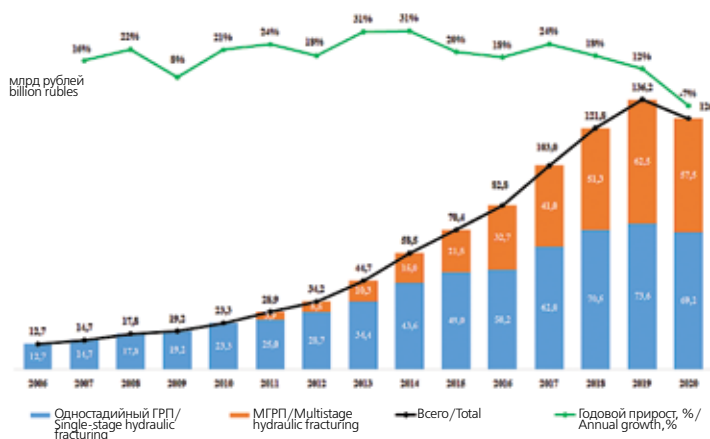
Рынок гидроразрыва пласта в течение последних десяти лет разделился на два сегмента: на рынок одностадийного ГРП, включая операции на переходящем фонде скважин и на новых скважинах, и на рынок многостадийного ГРП, который получил свое развитие в России примерно после 2010 года. Эти сегменты различаются динамикой своих объемов, а также перспективами развития.

В 2006-2019 годах рынок одностадийного ГРП в денежном выражении демонстрировал стабильный рост со среднегодовым темпом на 14,5% (рис. 5). Наибольший прирост наблюдался в 2014 году – 27% по отношению к предыдущему году, что связано с ростом числа операций, а также стоимости нефтесервисных услуг, в связи с девальвацией рубля. В 2020 году, вследствие общего сокращения рынка операций ГРП в физическом выражении, в денежном выражении рынок показал отрицательную динамику – снижение на 6%, до 69,2 млрд руб.

Другая ситуация сложилась на рынке многостадийного ГРП. Операции МГРП – сравнительно новая и быстроразвивающаяся технология в сегменте ГРП. Широкое применение операции МГРП получили с 2011 года. В 2011-2019 годах динамика годового количества операций МГРП в России демонстрировала стабильный рост со среднегодовым темпом 33,3%. В 2020 году количество операций МГРП в России осталось примерно на уровне 2019 года – 2568 операций, изменения произошли только в региональной структуре операций. В целом тренд на увеличение операций МГРП связан с ростом ввода в эксплуатацию горизонтальных скважин, а также ростом числа операций зарезки боковых горизонтальных стволов.

Особенностью операций МГРП является постоянное повышение их технологической сложности. В настоящее время средневзвешенное количество стадий операций МГРП при вводе скважин составляет около 7 ед. При этом среднее количество стадий при операциях на горизонтальных скважинах и боковых горизонтальных стволах отличается: на горизонтальных скважинах в среднем проводится 6–7 стадий за операцию, на боковых горизонтальных стволах – 3–5 стадий. В 2021-2030 годах будет происходить дальнейшее увеличение доли дорогостоящих операций МГРП с 8–13 стадиями и свыше 13 стадий.

Основными причинами увеличения количества



Источник: анализ RPI  
Source: RPI analysis

**Рисунок 5 – Рынок операций ГРП в денежном выражении в 2006-2020 годах, млрд руб.**

segment. Multi-stage hydraulic fracturing operations have been widely used since 2011. In 2011-2019, the dynamics of the annual number of multistage hydraulic fracturing operations in Russia demonstrated stable growth with an average annual rate of 33.3%. In 2020, the number of multi-stage hydraulic fracturing operations in Russia remained approximately at the level of 2019 – 2,568 operations, changes occurred only in the regional structure of operations. In general, the trend towards an increase in multistage hydraulic fracturing operations is associated with an increase in the commissioning of horizontal wells, as well as an increase in the number of horizontal sidetracking operations.

A feature of multistage hydraulic fracturing operations is a constant increase in their technological complexity. At present, the weighted average number of stages of multi-stage hydraulic fracturing operations during well commissioning is about 7 units. At the same time, the average number of stages during operations on horizontal wells and horizontal sidetracks differs: on horizontal wells, on average, 6–7 stages are carried out per operation, on horizontal sidetracks – 3–5 stages. In the period 2021-2030, there will be a further increase in the share of expensive multi-stage hydraulic fracturing operations with 8–13 stages and over 13 stages.

The main reasons for the increase in the number of stages in multi-stage hydraulic fracturing operations will be:

- increase in the length of horizontal sections of the horizontal wells and horizontal ratholes;
- growing involvement in the development of hard-to-recover reserves, first of all, shale oil.

During 2011-2019, the volume of the multistage hydraulic fracturing market in monetary terms increased at an average annual rate of 41.6%, however, in 2020 this dynamics began to decline due to the optimization of costs for this type of operations. Thus, in 2020, the multi-stage hydraulic fracturing market in monetary terms decreased by 8% and was estimated at RUB 575 billion.

In the future, the multidirectional trends in the

стадий на операциях МГРП будут:

- увеличение длины горизонтальных участков ГС и БГС;
- растущее вовлечение в разработку ТРИЗ, в первую очередь сланцевой нефти.

В течение 2011-2019 годов объем рынка МГРП в денежном выражении увеличивался со среднегодовым темпом на 41,6%, однако в 2020 году данная динамика пошла на спад вследствие оптимизации затрат на проведение данного вида операций. Таким образом, в 2020 году рынок МГРП в денежном выражении сократился на 8% и оценивался в 57,5 млрд руб.

В перспективе разнонаправленные тенденции динамики объема рынка одностадийного ГРП и МГРП сохранятся. Рынок одностадийного ГРП в физическом выражении продолжит сокращаться, а в денежном выражении немного вырастет за счет инфляции (рис. 6). Рынок МГРП станет еще больше увеличиваться как в физическом, так и в денежном исчислении.

В долгосрочной перспективе до 2030 года по всем трем сценариям развития (оптимистический, нейтральный, негативный) ожидается нисходящий тренд применения операций одностадийного ГРП на новых скважинах, что обусловлено увеличением доли применения операций МГРП, показывающих наибольшую эффективность. Кроме того, снижение инвестиционной активности компаний будет способствовать уменьшению ввода новых наклонно-направленных скважин, как следствие, и падению числа операций одностадийного ГРП на них. Такое же сокращение ждет и операции одностадийного ГРП на переходящем фонде скважин (на старых скважинах).

Нейтральный сценарий прогноза объема рынка одностадийного ГРП в денежном выражении сводится к его росту со среднегодовым темпом в 1,3% к 2030 году, до 78,4 млрд рублей, главным образом за счет инфляции. В оптимистическом сценарии его объем достигнет 86,4 млрд рублей при среднегодовом росте в 2,2%. Негативный сценарий дает другие оценки – объем в 2030 году 53,7 млрд руб., среднегодовой рост в 2021-2030 годах – 2,5%.

Качественно другая картина сложится на

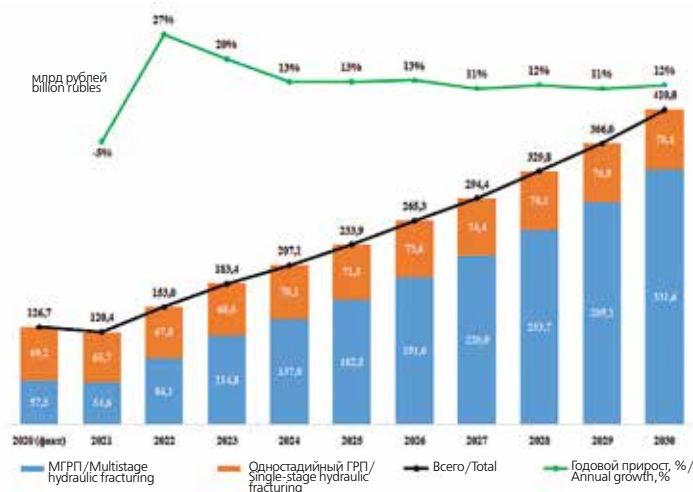
В среднесрочной перспективе сегмент МГРП будет демонстрировать положительную динамику на фоне возобновляющегося роста рынка горизонтального бурения, бурения БГС и увеличения доли трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) в ресурсной базе и усложнения технико-технологических решений.

In the medium term, the multi-stage hydraulic fracturing segment will demonstrate positive dynamics against the backdrop of the renewed growth of the horizontal drilling and sidehole drilling market and an increase in the share of hard-to-recover reserves in the resource base and the complication of technical and technological solutions.

dynamics of the market volume for single-stage hydraulic fracturing and multi-stage hydraulic fracturing will continue. The market for single-stage hydraulic fracturing in physical terms will continue to decline, and in monetary terms it will grow slightly due to inflation (see Figure 6). The multi-stage hydraulic fracturing market will continue to grow even more, both in physical and monetary terms.

In the long term, until 2030, for all three development scenarios (optimistic, neutral, negative), a downward trend in the use of single-stage hydraulic fracturing operations on new wells is expected, which is due to an increase in the proportion of multi-stage hydraulic fracturing operations that show the highest efficiency. In addition, a decrease in investment activity of companies will contribute to a decrease in the commissioning of new directional wells, as a result, and a decrease in the number of single-stage hydraulic fracturing operations on them. The same reduction awaits the operation of one-stage hydraulic fracturing on the current declining well stock (on old wells).

The neutral scenario of forecasting the volume of the single-stage hydraulic fracturing market in monetary terms is reduced to its growth with an average annual rate of 1.3% by 2030 to 78.4 billion rubles, mainly due to inflation. In the optimistic scenario, its volume will reach 86.4 billion rubles with an average annual growth of 2.2%. The negative scenario gives other estimates – the volume in 2030 is 53.7 billion rubles, the average annual growth in 2021-2030. – 2.5%.



Источник: анализ RPI  
Source: RPI analysis

**Рисунок 6 – Прогноз объема рынка ГРП в денежном выражении в 2021-2030 годах, млрд руб.**

рынке многостадийного ГРП.

В среднесрочной перспективе сегмент МГРП будет демонстрировать положительную динамику на фоне возобновляющегося роста рынка горизонтального бурения, бурения БГС, увеличения доли трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) в ресурсной базе и усложнения технико-технологических решений. К этим факторам может прибавиться большее распространение повторных МГРП.

В результате в нейтральном сценарии объем рынка многостадийного ГРП в 2021-2030 годах в денежном выражении будет демонстрировать рост до 331,6 млрд рублей при среднегодовом его темпе в 19,2%.

В оптимистическом сценарии в 2021-2030 годах прогнозируется увеличение объема рынка МГРП в денежном выражении со среднегодовым темпом в 21,2%, и к 2030 году объем рынка составит 394,1 млрд руб. В негативном сценарии эти показатели ниже: объем рынка в 2030 году равен 296,4 млрд руб., а среднегодовой темп роста в 2021-2030 годах – 17,8%. ©

A qualitatively different picture will emerge in the multistage hydraulic fracturing market. In the medium term, the multi-stage hydraulic fracturing segment will demonstrate positive dynamics against the backdrop of the renewed growth of the horizontal drilling and sidehole drilling market and an increase in the share of hard-to-recover reserves in the resource base and the complication of technical and technological solutions. The wider spread of repeated multi-stage hydraulic fracturing can be added to these factors.

As a result, in the neutral scenario, the volume of the multistage hydraulic fracturing market in 2021-2030 will demonstrate growth to 331.6 billion rubles with an average annual rate of 19.2%.

In the optimistic scenario, in 2021-2030, an increase in the volume of the multistage hydraulic fracturing market in monetary terms with an average annual rate of 21.2% is forecasted, and by 2030 the market volume will amount to 394.1 billion rubles. In a negative scenario, these indicators are lower – the market volume in 2030 is RUB 296.4 billion, and the average annual growth rate in 2021-2030 is – 17.8%. ©

## Российский рынок нефтепромыслового сервиса и оборудования: текущее состояние и прогноз до 2030 года



### Линейка OFS отчетов состоит из следующих сегментов рынка:

- Бурение скважин
- Капитальный ремонт скважин
- Сопровождение горизонтального бурения (MWD / LWD)
- Зарезка боковых стволов
- Гидроразрыв пласта
- Колтюбинг
- Сейсмика
- Оборудования для ГРП/МГРП
- Оборудования для телеметрии и каротажа (MWD / LWD)

Для заказа отчета или за более подробной информацией обращайтесь к **ИВАНЦОВОЙ ДАРЬЕ**

e-mail: [Daria@rpi-inc.ru](mailto:Daria@rpi-inc.ru)  
 телефон: + 7 (495) 502-5433 / + 7 (495) 778-9332  
[www.rpi-consult.ru](http://www.rpi-consult.ru)



**НЕФТЕ  
ТРАНС  
СЕРВИС**



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

В перечень производимых нами реагентов входят:

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

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

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

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

**НАШИ КОНТАКТЫ:**

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

Телефоны: 8 (8482) 55-72-56, 63-36-97

E-mail: [info@n-ts.ru](mailto:info@n-ts.ru)

Адрес в Сети: [www.n-ts.ru](http://www.n-ts.ru)

***Будем рады сотрудничеству!***

## ДЕФЕКТОСКОП ГИБКОЙ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНОЙ ТРУБЫ



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

### Выявляемые дефекты:

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

### Контролируемые параметры:

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



# Цифровые решения для ГРП

## Digital Solutions for Hydraulic Fracturing

Максим ФАДЕЕВ, начальник Центра технического развития, ООО «ТаграС-РемСервис»

Maksim FADEEV, Head of the Technical Development Center, TagraS-RemService LLC

Современный мир уже не может существовать без цифровых технологий, нефтяной рынок не является исключением. Все больше компаний разрабатывают стратегии цифровой трансформации, внедряют цифровые решения, направленные на увеличение добычи нефти со снижением затрат. Сервисные компании тоже стремятся за счет цифровых технологий увеличить скорости работ, минимизировать потери. В данной статье будут рассмотрены примеры того, как цифровизация позволяет решать ряд задач при производстве ГРП: снижать трудозатраты, автоматизировать рабочие места, упреждать отказы оборудования и снижать затраты.

Оборудование для ГРП является самым высокотехнологичным комплексом, которое применяется на объектах заказчика с целью повышения эффективности добычи, имеет сложные узлы и агрегаты. Информация о работе оборудования регистрируется множеством датчиков и отражается в системах сбора



The modern world can no longer exist without digital technologies, the oil market is no exception. More and more companies are developing Digital Transformation strategies, implementing digital solutions aimed at increasing oil production while reducing costs. Service companies are also striving to increase the speed of work and minimize losses through digital technologies.

This article will consider examples of how digitalization allows solving a number of tasks in the production of hydraulic fracturing, namely, to reduce labor costs, automate jobs, prevent equipment failures and reduce costs.

Fracturing equipment is the most high-tech equipment used for well interventions. Injection, in order to increase production efficiency, has complex units and assemblies. Data on equipment operation is



Рисунок 1 – Комплекс ГРП ООО «ТаграС-РемСервис»

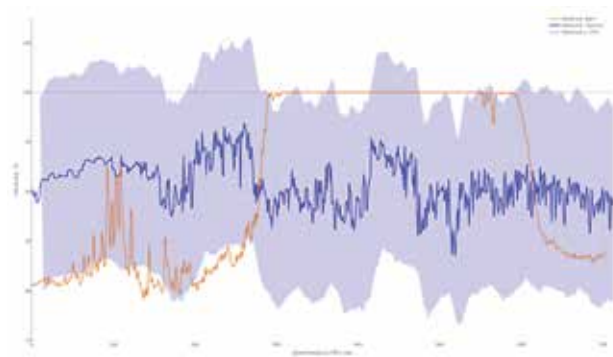
Figure 1 – Hydraulic fracturing complex TagraS-RemService LLC

данных. С целью минимизации рисков поломок оборудования проводятся плановые ТО и замены узлов и деталей, в том числе центробежных насосов смесительной установки. На каждый узел установлены определенные показатели наработки, так для центробежного насоса для замены установлена наработка 900 тонн проппанта. Но условия эксплуатации бывают разные, и зачастую при проведении планового ТО ресурс оборудования позволяет еще продолжить работу или, наоборот, оборудование выходит из строя преждевременно.

Так как же понять, когда необходимо проводить замену центробежного колеса? С целью снижения рисков и предупреждения отказа оборудования нами была разработана цифровая модель прогноза, когда нужно осуществлять замену центробежного насоса. Программное обеспечение регистрирует 535 параметров. С целью исключения ненужных данных они были внесены в ClickHouse – колоночную аналитическую СУБД с открытым кодом, позволяющую выполнять аналитические запросы в режиме реального времени на структурированных больших данных. Данная таблица позволила исключить ненужные параметры и выявить давление гидравлики и обороты вращения для центробежного насоса в зависимости от давления подпора, а также определить работоспособность КПД центробежного насоса.

После исключения ненужных данных специалистами были опробованы восемь методов машинного обучения для создания цифровой модели центробежного нагнетательного насоса смесительной установки. Наилучший результат показал метод Extreme Gradient Boosting – техника машинного обучения для задач классификации и регрессии, которая строит модель предсказания, стремясь к минимизации среднеквадратичной ошибки.

При увеличении нагрузки гидравлической системы на гидромотор и оборотов вращения для работы центробежного насоса программа сигнализирует об отклонении, что является сигналом для упреждения отказа, а именно требуется замена рабочего колеса или корпуса центробежного насоса. Полученные данные в онлайн-режиме отслеживает механическая служба. Проведя ОНР и получив положительные результаты, замена центробежного колеса



**Рисунок 2 – График сопоставления данных работы центробежного насоса**  
**Figure 2 – Data comparison graph for centrifugal pump operation**

Цифровизация позволяет решать ряд задач при производстве ГРП: снижать трудозатраты, автоматизировать рабочие места, упреждать отказы оборудования и снижать затраты.

Digitalization allows solving a number of tasks in the production of hydraulic fracturing, namely, to reduce labor costs, automate jobs, prevent equipment failures and reduce costs.

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

So how do you know when to replace the centrifugal wheel? To reduce risks and prevent equipment failure we developed a numerical

model to predict when a centrifugal pump needs to be replaced. The software records 535 parameters. In order to exclude unnecessary data have been entered into ClickHouse – an open-source columnar analytics DBMS that allows you to run real-time analytics queries on structured big data. This table allowed to exclude unnecessary parameters and identify the pump efficiency, the hydraulic pressure and RPM values based on back pressure as well as to identify the performance efficiency of the centrifugal pump.

After eliminating unnecessary data, experts tested eight machine learning methods to create a digital model of a centrifugal pressure pump of a mixing unit. The best result was shown by the “Extreme Gradient Boosting” method, a machine learning technique for classification and regression problems that builds a prediction model, striving to minimize the root-mean square error.

When the hydraulic system load on the motor and the rotation speed increase, the program signals a deviation providing the ability to prevent failure and replace the impeller or the pump housing. The data received is monitored online by the mechanical service department. After the test run with a positive

осуществляется не по наработке, а по КПД гидросистемы. Аналогичная система может применяться и для насосов подачи жидкой химии.

Следующим этапом цифровых решений была автоматизация рабочего места мастера ГРП и вспомогательных служб. В бизнес-процессах ГРП отсутствует программа автоматизации, все проводимые операции осуществляются во множественных программных комплексах и сохраняются в файлы на стационарных ПК, к которым нет доступа для служб, заинтересованных в информации данных файлов, либо файлы не были выложены в общий доступ. Зачастую учет велся даже в разных программах, где нет интеграции между ними. Все это ограничивало работу по выявлению потерь, ускорению процессов ГРП и применения оперативных управленческих действий. С целью автоматизации учета затрат мы разработали программный комплекс 1С-ГРП, в котором предусматривается работа каждой службы и хранение всей информации о затратах и проведенных операциях. Аналоги данной программы отсутствуют.

Первым решением для автоматизации работы мастера ГРП являлось заполнение табеля учета работы. Ранее суточный акт вели индивидуально для каждой бригады ГРП, что не давало истинной картины по переработке отдельного экипажа ГРП, то есть не было понятно, какой именно флот имеет переработку по часам, а какой флот не вырабатывает норму. Также суточный акт велся мастером на бумажном носителе и отправлялся по электронной почте нормировщикам. В 1С мы разработали суточный акт по экипажам ГРП. Мастер на скважине вносит данные по отработанным часам за прошедшие сутки в 1С, и мы видим оперативно переработку или недоработку, что позволяет делать ротацию экипажей, понимать, когда нужно экипаж отправить на отдых, а какой экипаж догрузить работой. Такой подход позволяет снизить процент переработки персонала. На данный момент программа дорабатывается и будет синхронизирована с «Субкор» с целью формирования

Таблица позволила исключить ненужные параметры и выявить давление гидравлики и обороты вращения для центробежного насоса в зависимости от давления подпора, а также определить работоспособность КПД центробежного насоса.

This table allowed to exclude unnecessary parameters and identify the pump efficiency, the hydraulic pressure and RPM values based on back pressure as well as to identify the performance efficiency of the centrifugal pump.

fracturing processes and applying operational management actions. In order to automate cost accounting, we have developed the 1С-GRP software package, which provides for the operation of each service and the storage of all information about costs and operations performed. There are no analogues of this program.

The first solution to automate the work of the hydraulic fracturing wizard was to fill out a worksheet.

Previously, the daily act was carried out individually for each hydraulic fracturing team, which did not give a true picture of the processing of an individual hydraulic fracturing crew, that is, it was not clear which fleet had processing by the hour, and which fleet did not work out the norm. Also, the daily act was carried out by the wizard on paper and sent by e-mail to the rationing staff. In 1С, we developed a daily act for hydraulic fracturing crews. The operator at the well enters the data on the hours worked for the past day in 1С, and we see prompt processing or shortcomings, which allows us to rotate the crews, understand when the crew needs to be sent on vacation, and which crew should be loaded with work. This approach allows

Мы разработали программный комплекс 1С-ГРП, в котором предусматривается работа каждой службы и хранение всей информации о затратах и проведенных операциях. Аналоги данной программы отсутствуют.

We have developed the 1С-GRP software package, which provides for the operation of each service and the storage of all information about costs and operations performed. There are no analogues of this program.

**Таблица 1 – Анализ снижения труда затрат на внесение данных после внедрения 1С-ГРП**  
**Table 1 – Analysis of the reduction in labor costs for data entry after the introduction of 1C-GRP**

| №    | Функция<br>Function                                                                         | Функции бизнес-процесса<br>Business Process Functions |                             | Автоматизация функций<br>Function Automation |                    |                             |                    |
|------|---------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------|-----------------------------|----------------------------------------------|--------------------|-----------------------------|--------------------|
|      |                                                                                             | Как есть<br>As it is now                              | Как будет<br>How will it be | Как есть<br>As it is now                     |                    | Как будет<br>How will it be |                    |
|      |                                                                                             |                                                       |                             | Частичная<br>Partial                         | Полная<br>Complete | Частичная<br>Partial        | Полная<br>Complete |
| 1.   | Планирование производства<br>Production planning                                            |                                                       |                             |                                              |                    |                             |                    |
| 1.1. | График выполнения ГРП<br>Hydraulic fracturing schedule                                      | +                                                     | +                           | +                                            | -                  | +                           | -                  |
| 1.2. | Сетевой график ГРП<br>Hydraulic fracturing network diagram                                  | +                                                     | +                           | +                                            | -                  | +                           | -                  |
| 1.3. | Состояние выполнения заявок<br>Order fulfillment status                                     | +                                                     | +                           | -                                            | +                  | +                           | -                  |
| 1.4. | Формирование плана работ<br>Formation of a work plan                                        | +                                                     | +                           | +                                            | -                  | +                           | -                  |
|      | Оперативная сводка ГРП<br>Operational summary of hydraulic fracturing                       | +                                                     | +                           | -                                            | +                  | +                           | -                  |
|      | Отчетность производства<br>Production reporting                                             |                                                       |                             |                                              |                    |                             |                    |
|      | Реестры затрат на ГРП<br>Hydraulic fracturing cost registers                                | +                                                     | +                           | -                                            | +                  | +                           | -                  |
|      | Детальный отчет по затратам<br>Detailed cost report                                         | +                                                     | +                           | -                                            | +                  | +                           | -                  |
|      | Анализ транспортных расходов<br>Analysis of transport costs                                 | +                                                     | +                           | -                                            | +                  | +                           | -                  |
| 2.1. | Учет оборудования ЦПО<br>Accounting for central software equipment                          | -                                                     | +                           | -                                            | -                  | +                           | -                  |
| 2.2. | Учет лабораторного оборудования                                                             | -                                                     | +                           | +                                            | -                  | +                           | -                  |
| 3.   | Контроль исполнения производственных планов<br>Monitoring the execution of production plans |                                                       |                             |                                              |                    |                             |                    |
|      | Анализ состояния ГРП<br>Analysis of the state of the hydraulic fracturing                   | -                                                     | +                           | -                                            | -                  | -                           | +                  |
| 3.1. | Баланс рабочего времени<br>Working time balance                                             | +                                                     | +                           | +                                            | -                  | +                           | -                  |
| 4.   | Сводка мастера<br>Wizard summary                                                            | +                                                     | +                           | -                                            | +                  | +                           | -                  |
| 4.1. | План-факт ГРП<br>Fracturing plan                                                            | +                                                     | +                           | +                                            | -                  | +                           | -                  |
|      | ИТОГО<br>TOTAL                                                                              | 11                                                    | 14                          | 6                                            | 6                  | 13                          | 1                  |

заработной платы, что позволит снизить или вообще исключить работу нормировщика.

Следующая группа – это учет материалов. Ранее мастер на электронную почту получал дизайн работ, на основании которого заказывал химические реагенты со склада. На данный момент дизайн ГРП загружается в 1С аналитической службой. В дизайне уже указаны необходимые плановые данные по

you to reduce the percentage of staff overwork. At the moment, the program is being finalized and will be synchronized with Subcore in order to form wages, which will reduce or even eliminate the work of a rate adjuster.

Another area for automation is materials accounting. Previously, the wizard received a design of work by e-mail, on the basis of which he ordered chemicals from the warehouse. At the moment

расходу химии с учетом запаса. Мастеру нет необходимости вести расчет необходимого количества товарно-материальных ценностей (ТМЦ) для проведения процесса, он получает эти данные после нажатия кнопки «Заполнить». После проведения ГРП данные по расходу ТМЦ автоматически загружаются в документ «расход химии», где при необходимости мастер может их скорректировать. Автоматически формируется ведомость на списание.

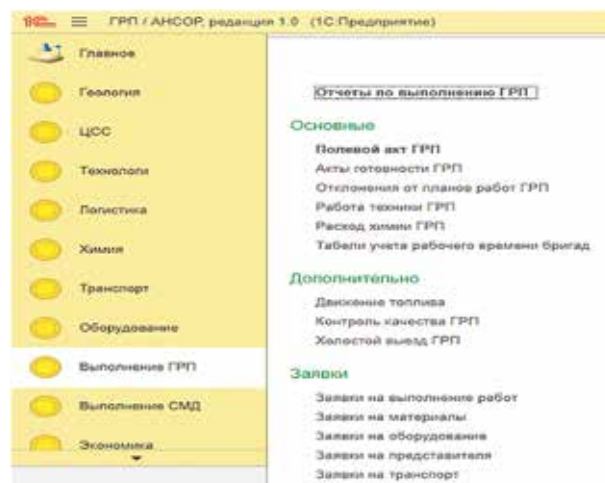
Ответственные лица могут в онлайн-режиме отслеживать отклонения по материальному балансу, что повышает уровень контроля по недостатке материалов. Также программа позволяет видеть отклонения по продажам: все ли затраты мы предъявляем.

В программе имеется алгоритм планирования работ, а именно месячная загрузка флотов ГРП, что позволяет уже на этапе планирования видеть потребность в химии, в оборудовании и какая будет выработка персонала по часам. В программу подгружаются тесты на жидкость, акт готовности скважины, пакерный лист. Мастер уже не затрачивает время на сбор материалов для подготовки к выполнению ГРП.

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

После промышленного внедрения программы 1С-ГРП мы не будем останавливаться на достигнутом. В настоящее время программа совершенствуется в направлении расширения функций. Уже сейчас разрабатывается модуль удаленной работы на скважине в условиях отсутствия интернета, запланировано автоматическое списание ГСМ от датчиков расхода топлива, поскольку оборудование ГРП является высокотехнологичным и имеет обвязку большим количеством датчиков, которые снимают показания при работе техники, подаче химии и т. д. Эти данные можно подгружать автоматически в программу 1С-ГРП.

Мы видим реальность достижения поставленных целей и задач за счет внедрения программного комплекса и расширений функций программы.



**Рисунок 3 – Рабочая панель мастера ГРП**

**Figure 3 – Working panel of the hydraulic fracturing wizard**

the fracturing design is uploaded to 1C by the analytical service. The design already includes the data on the planned chemical volume, taking into account the volume in stock. The wizard does not need to calculate the required amount of inventory items (inventory and materials) for the process, he receives this data after pressing the "Fill" button. After the hydraulic fracturing, the data on the consumption of goods and materials are automatically loaded into the "chemical consumption" document, where, if necessary, the

foreman can correct them. A write-off statement is also automatically generated. Responsible persons can track material balance deviations online thus increasing the level of control over the lack of materials. The program also allows you to see deviations in sales: whether we present all the costs.

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

The program allowed to increase the speed of processing information on costs and performed operations and reduce the workload in entering data. Fluid tests, well readiness report, packer sheet are loaded into the program. The operator no longer spends time collecting materials to prepare for the hydraulic fracturing.

As a result of using the program, the speed of processing information on costs and performed operations was increased, labor costs for entering information were reduced. Management decisions in cases of deviations are applied more quickly, time for analytics is reduced.

After the industrial implementation of the 1C HF program, we will not stop there. In the meantime, work has been underway to expand the program functions: the module for remote operation in locations with no Internet access, automatic write-off of fuel and lubricants according to the fuel gages. Since the hydraulic fracturing equipment is high-tech and has a piping with a large number of sensors that take readings during the operation of the equipment, the supply of chemicals, etc. These data can be loaded automatically into the 1C Hydraulic Fracturing program.

We see the reality of achieving the set goals and objectives through the introduction of a software package and extensions of the program's functions.

# Опыт эксплуатации СНБ54

## SNB54 – Operating Experience



**И.Ф. АХМЕТЗЯРОВ**, начальник технологического отдела предприятия  
АктюбинскРемСервис ООО «ТаграС-РемСервис»

**I.F. AKHMETZYAROV**, head of technology department  
at AktubinskRemServis, TagraS-RemServis LLC

В последние годы общий вектор разработки на месторождениях Татарстана смещается в сторону месторождений, сложенных карбонатными породами, относящимися к категории трудноизвлекаемых с общей долей невовлеченных запасов 57%.

In recent years, the general vector of field development in Tatarstan is shifting towards carbonate fields considered as hard-to-recover reserves with a total share of unrecoverable reserves of 57%.

1



ТаграС-РемСервис

## Бурение боковых ответвлений на ГНКТ

докладчик

Ахметзяров Ильдар Фоатович

## Опыт эксплуатации СНБ54/SNB54 – Operating Experience

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 многочисленном применении методов стимуляции пласта.

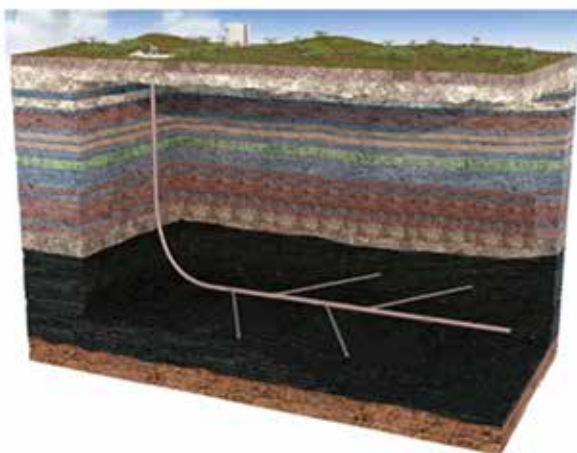
Следует отметить, что для башкирского и турнейского ярусов характерно низкое пластовое давление (в среднем 50–30% от начального). Перечисленные факторы оказывают негативное влияние на коэффициент извлечения углеводородов и на продуктивность скважин.

Development of these reservoirs is complicated by the presence of natural fractures that extend vertically, the lack of effective pressure maintenance system and the close proximity of water-saturated reservoirs. All of this increases the risk of reservoir water breakthrough especially with multiple applications of stimulation technologies.

It should be noted that the Bashkirian and Tournaisian stages are characterized by low reservoir pressure (on average 50–30% of the initial pressure). These factors have a negative impact on the hydrocarbon recovery factor and well productivity.

2

### ИНТЕНСИФИКАЦИЯ ПРИТОКА И УВЕЛИЧЕНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ ЗА ОДНУ ОПЕРАЦИЮ



Бурение ответвлений проводится из горизонтальных стволов со следующими параметрами:

- количество боковых ответвлений – 1–4;
- диаметр ответвления – 68 мм;
- протяженность ответвления – до 100 м;
- максимальная интенсивность набора кривизны – до 18,82° на 10 м;
- радиус входа в горизонт – 30,45 м.

После бурения в сформированном ответвлении проводится динамическая гидромониторная кислотоструйная перфорация.



## Опыт эксплуатации СНБ54/SNB54 – Operating Experience

Последовательность работ выглядит следующим образом:

- на технологических НКТ спускается и ориентируется клин-отклонитель;
- на ГНКТ спускается компоновка, состоящая из ВЗД и долота, бурится боковое ответвление;
- спуском гидромониторной насадки производится кислотоструйная перфорация в динамическом режиме.

Так как бурение было не ориентированным, клин-отклонитель направлялся в противоположную сторону направления основного ствола.

The sequence of work is as follows:

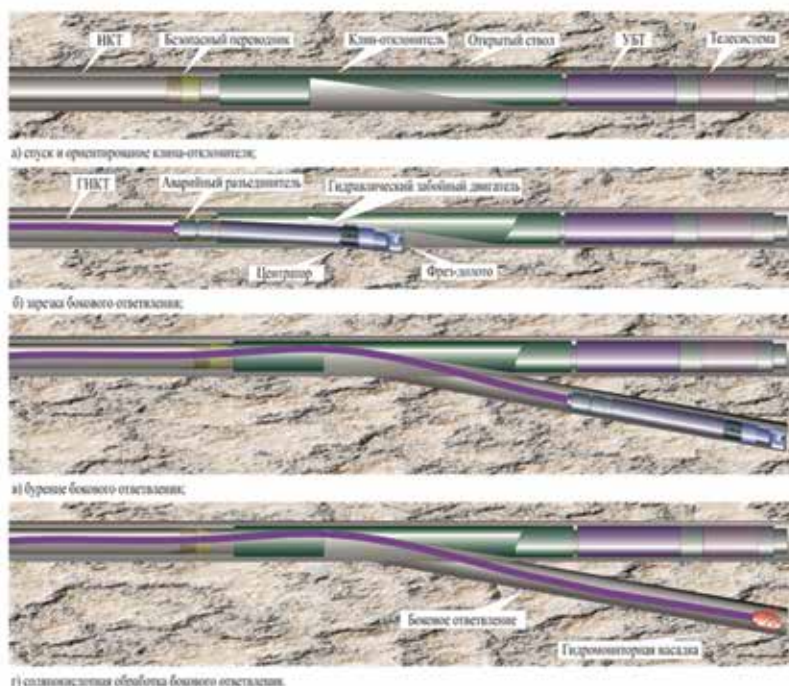
- the whipstock is run in hole on the tubing and oriented;
- the CT is run in hole with the assembly consisting of a downhole drilling motor and a bit. A lateral channel is drilled;
- the jet nozzle is run in hole to perform acid-jet perforation in dynamic mode.

Since the drilling was not oriented, the whipstock was directed in the opposite direction of the main borehole.

3

### ТЕХНОЛОГИЯ СОЗДАНИЯ БОКОВЫХ ОТВЕТВЛЕНИЙ

- спуск и ориентирование клина-отклонителя;
- выход с клина-отклонителя и зарезка бокового ответвления;
- бурение бокового ответвления;
- гидромониторная резка канала соляной кислотой.



## Опыт эксплуатации СНБ54/SNB54 – Operating Experience

Наилучшие результаты показал метод создания более протяженных каналов длиной 100 м – прирост дебита составил + 195%.

Важное значение с точки зрения результативности имеет полноценная очистка каналов от частиц выбуренной породы. Простая закачка кислоты в канал приносила меньший результат по сравнению с полноценной гидромониторной резкой при высоком давлении в пробуренном ответвлении. При этом с увеличением удельных объемов кислоты с 0,04 м<sup>3</sup>/м до 0,2 м<sup>3</sup>/м и глубины воздействия «резанием» породы наблюдался значительный прирост притока нефти.

The method of creating longer channels of 100 m (328 ft) in length showed the best results – the flow rate increase was + 195%.

The important thing in terms of performance is to fully clean the channels from the drill cuttings. Simple pumping of acid into the channel yielded less results compared to water jet cutting at high pressure in the drilled channel. At the same time, with an increase in the specific volume of acid from 0,04 m<sup>3</sup>/m (0.43 ft<sup>3</sup>/ft) to 0,2 м<sup>3</sup>/м (2.15 ft<sup>3</sup>/ft) and the depth of "cutting" the rock, a significant increase in oil flow was observed.

4

### ВЛИЯНИЕ ДЛИНЫ ПРОБУРЕННЫХ ОТВЕТВЛЕНИЙ НА ДЕБИТ



✓ Прирост дебита нефти увеличивается пропорционально длине канала – не количеству.



✓ Наблюдается тенденция увеличения дебита нефти при увеличении удельных объемов кислоты и соблюдении режима гидромониторной резки.



ООО «Таграс-РемСервис»

## Опыт эксплуатации СНБ54/SNB54 – Operating Experience

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%.

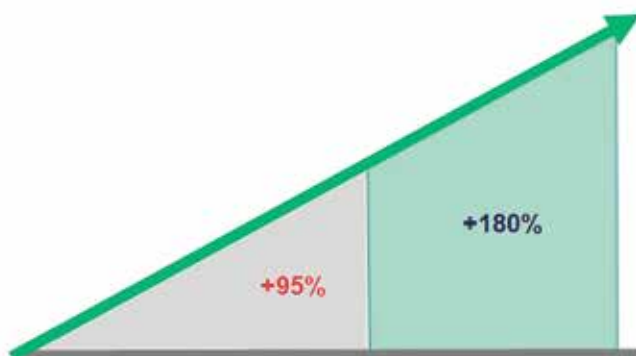
An important factor is the deviation of the channel from the main borehole. Small total deviation of the channel bottom (up to 16.4 ft) gives insignificant result in comparison with channels with deviation of 16.4 ft and more. The difference in increase of oil flow rate is respectively + 95% and + 180%.

5

### ВЛИЯНИЕ УДАЛЕНИЯ ОТВЕТВЛЕНИЯ ОТ ОСНОВНОГО СТВОЛА

— наблюдается характерная тенденция увеличения дебита нефти с отдалением ответвления от основного ствола;

— предлагается продолжение бурения ответвления с максимальным отходом от основного ствола.



## Опыт эксплуатации СНБ54/SNB54 – Operating Experience

Выполнено ненаправленное бурение боковых ответвлений на 22 скважинах. Пробурено от 1 до 4 ответвления на 1 скважине, общее количество ответвлений – 45. Длина 1 ответвления – от 12 до 100 м.

При выполнении работ возникли опасения, что при бурении неуправляемой компоновкой произойдет падение угла и риск ухода в водоносный горизонт, на 2-х скважинах это подтвердилось, и по результатам промежуточной инклинометрии своевременно решено прекратить бурение.

Решением проблемы является ориентированное бурение.

Non-directional drilling of lateral channels on 22 wells was performed. From 1 to 4 channels was drilled in 1 well, the total number of channels is 45. The length of one channel ranged from 40 to 330 ft.

During the operations, there were concerns that drilling with non-directional assembly would cause an angle drop and the risk of getting into the water-bearing reservoir. This was confirmed in 2 wells and based on the results of intermediate well survey it was decided in time to stop drilling.

The solution to the problem is steerable drilling.

6

### РЕЗУЛЬТАТЫ БУРЕНИЯ БОКОВЫХ ОТВЕТВЛЕНИЙ МАЛОГО ДИАМЕТРА

|                                                |                |
|------------------------------------------------|----------------|
| Количество скважин –                           | 22             |
| Количество боковых ответвлений на 1 скважине – | от 1 до 4      |
| Общее количество ответвлений –                 | 45             |
| Диаметр боковых ответвлений –                  | 68 мм          |
| Длина ответвлений –                            | от 12 до 100 м |
| Общая длина ответвлений –                      | 2047,5 м       |

Выполнено бурение боковых ответвлений на 22 скважинах на месторождениях ПАО «Татнефть».

По результату проведенных работ принято решение о необходимости направленного бурения.



ООО «Таграс-РемСервис»

## Опыт эксплуатации СНБ54/SNB54 – Operating Experience

В процессе совершенствования технологии проведен ряд совещаний со специалистами СЗАО «НОВИНКА», и в январе 2019 года заключен договор реализации опытных работ по созданию компоновки управляемого бурения на ГНКТ – СНБ 54.

Итак, что собой представляет компоновка для направленного бурения.

Это ГЗД с долотом, шарнир, обратный клапан, устройство поворотное, модуль телеметрии, аварийный разъединитель и соединитель. Наземное оборудование: блок приема – передачи информации, блок питания и ПК.

To improve the technology a series of meetings were held with the specialists of NOVINKA Company, and in January 2019, a contract was signed to implement pilot operations on the development of the assembly for steerable drilling on coiled tubing – SNB 54.

So, a directional drilling assembly consists of:

A PDM with a bit, knuckle joint, check valve, swivel, MWD module, emergency disconnect unit and connector. Surface equipment: receiving-transmitting unit, power supply unit and PC.

7



### Технические характеристики оборудования

| Параметр                                   | Значение    |
|--------------------------------------------|-------------|
| Диаметр компоновки                         | 54 мм       |
| Типоразмер применяемой ГТ, мм              | 44,45 x 3,4 |
| Тип запасованного в ГТ кабеля              | одножильный |
| Дискретность устройства поворотного, °     | 30          |
| Длина без ВЗД и долота                     | 2900 мм     |
| Расход жидкости через компоновку, л/мин    | 100 – 200   |
| Типоразмер используемых НКТ по ГОСТ 633-80 | 89 (102)*   |
| Диаметр клина-отклонителя, мм              | 120*        |
| Угол клина-отклонителя, °                  | 5           |
| Максимальное усилие на сжатие, тонн        | 2           |
| Максимальное усилие на растяжение, тонн    | 5           |

#### Состав:

Компоновка для направленного бурения СНБ:

- компоновка соединительная – 1 шт.
- модуль телеметрии – 1 шт.
- устройство поворотное – 1 шт.
- клапан обратный – 1 шт.
- шарнир – 1 шт.
- оборудование наземное – 1 компл.
- ЗИП – 1 компл.

Соединитель луночный – 1 шт.

Инструмент для проведения ТО СНБ - 1 компл.

Инструмент монтажный специальный – 1 компл.

Клин-отклонитель – 1 шт.

## Опыт эксплуатации СНБ54/SNB54 – Operating Experience

Обеспечение питанием и передача данных от датчиков внутрискважинной компоновки на поверхность производится по кабелю, находящемуся внутри ГНКТ. Контроль формирования и управление системой направленного бурения осуществляется с помощью наземного оборудования, расположенного в кабине бурильщика.

Power and data transfer from downhole sensors to the surface is provided by a cable inside the CT. The directional drilling system is monitored and controlled by the surface equipment located in the control cabin.

8

### НАЗЕМНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ С КОМПЛЕКТОМ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ

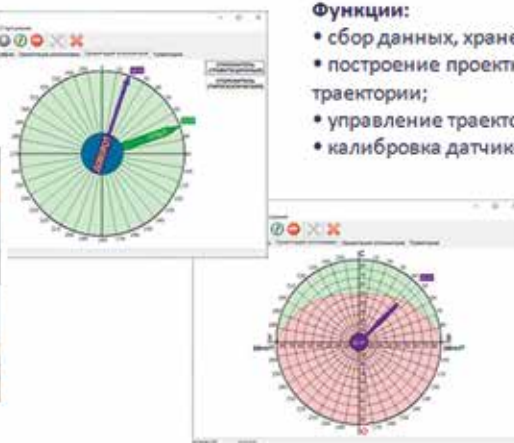
#### Состав:

- блок приема-передачи;
- блок питания;
- компьютер.



#### Функции:

- сбор данных, хранение и визуализация;
- построение проектной и фактической траектории;
- управление траекторией бурения;
- калибровка датчиков системы.



Обеспечение питанием и передача данных от датчиков внутрискважинной компоновки на поверхность производится по геофизическому кабелю запасованного внутри ГНКТ колтюбинговой установки.



ООО «Таграс-РемСервис»

## Опыт эксплуатации СНБ54/SNB54 – Operating Experience

В 2021 году были проведены опытно-промысловые работы: испытания системы направленного бурения СНБ-54 на двух скважинах. Направление клина-отклонителя целенаправленно выбиралось в противоположную сторону направления основного ствола. Этим удалось обеспечить максимальный отход в 54 м от основного ствола.

Лучший результат увеличения дебита скважины: до ремонта составлял 1,1 т/сут, после бурения бокового ответвления протяженностью 100 метров дебит скважины составил 3,5 т/сут по состоянию на 07.02.2022. Динамический уровень при работе погружного насоса до выполнения работ – 1260 м, на сегодняшний день – 892 м. Результаты прироста нефти на 218% подтверждают характерную тенденцию увеличения дебита нефти при максимальном отдалении ответвления от основного ствола.

По результатам применения технологии в 2022 году планируется выполнение работ на 10 скважинах.

Также в планах развития системы направленного бурения дальнейшей точкой роста технологии наметили для себя бурение боковых ответвлений из обсаженных горизонтальных скважин и возможность бурения из вертикальных скважин. ©

In 2021, pilot field operation was carried out: tests of the directional drilling system SNB-54 on two wells. The direction of the whipstock was purposefully chosen in the opposite direction to the main borehole. This provided a maximum deviation of 54 m from the main wellbore.

The best result of increasing the flow rate: before the workover the flow rate was 6.9 bbl/day, after drilling a lateral channel of 330 ft, the flow rate was 22 bbl/day as of 02/07/2022. The dynamic level of the submersible pump before the operation was 4130 ft, to date – 2925 ft. The results of 218% oil increment confirm that the oil flow rate increases when the channel is as far away from the main wellbore as possible.

Based on the results of application of the technology, 10 wells are to be completed in 2022.

Also, in terms of development of the directional drilling system, a further growth point is identified – drilling of lateral channels in cased horizontal wells and the possibility of drilling in vertical wells. ©

9

### РЕЗУЛЬТАТЫ БУРЕНИЯ БОКОВЫХ ОТВЕТВЛЕНИЙ МАЛОГО ДИАМЕТРА С ПРИМЕНЕНИЕМ СИСТЕМЫ НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ СНБ-54

Сравнение основного и сформированного ответвления скважина № 2\*\*4  
Интервал бурения 1391–1491 м

После внедрения и проведения опытно-промысловых работ системы направленного бурения СНБ-54 на скважине № 2\*\*4 дебит скважины до ремонта составлял 1,1 т/сут,

после бурения 1-го бокового ствола протяженностью 100 метров дебит скважины составил 3,5 т/сут на 03.08.2021.

Применение технологии бурения боковых стволов имеет эффективность ввиду тенденции увеличения дебита нефти с максимальным отходом от основного ствола.

| Боковой ствол 1 |                 |                   |                 | Основной ствол |                 |                   |                 |
|-----------------|-----------------|-------------------|-----------------|----------------|-----------------|-------------------|-----------------|
| Глубина, м      | Угол, град/град | Азимут, град/град | Абс. отметка, м | Глубина, м     | Угол, град/град | Азимут, град/град | Абс. отметка, м |
| 1390,41         | 79,11           | 142,06            | -965,79         | 1390           | 79,11           | 140,56            | -965,43         |
| 1399,69         | 78,89           | 156,91            | -967,5          | 1400           | 80,00           | 138,96            | -967,28         |
| 1410,15         | 78,14           | 153,09            | -969,59         | 1410           | 82,64           | 137,96            | -968,79         |
| 1420,05         | 78,69           | 156,04            | -971,57         | 1420           | 84,52           | 135,75            | -969,87         |
| 1430,46         | 79,79           | 161,06            | -973,52         | 1430           | 84,56           | 133,83            | -970,83         |
| 1440,13         | 80,63           | 165,55            | -975,17         | 1440           | 84,14           | 131,47            | -971,80         |
| 1450,17         | 81,53           | 170,44            | -976,72         | 1450           | 84,69           | 128,43            | -972,84         |
| 1460,22         | 82,84           | 176,31            | -978,08         | 1460           | 86,87           | 127,98            | -973,56         |
| 1469,89         | 83,63           | 180,75            | -979,21         | 1470           | 87,97           | 126,53            | -974,01         |
| 1480,13         | 84,84           | 186,42            | -980,23         | 1480           | 88,68           | 126,52            | -974,31         |
| 1491,11         | 85,91           | 191,65            | -981,13         | 1490           | 90,00           | 127,21            | -974,42         |



**УСТАНОВКИ  
ДВУНАСОСНЫЕ  
ЦЕМЕНТИРОВОЧНЫЕ**



**УСТАНОВКИ  
СМЕСИТЕЛЬНО-  
ОСРЕДНИТЕЛЬНЫЕ**



**ВСПОМОГАТЕЛЬНОЕ  
ОБОРУДОВАНИЕ**

**20+  
ЛЕТ**

20 лет опыта  
проектирования  
и производства



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



изготовление по  
индивидуальному  
техническому  
заданию

# Тезисы Конференции по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам SPE/ICoTA 2021 (часть 3)

## SPE/ICoTA Coiled Tubing & Well Intervention Conference 2021 Abstracts (Part 3)

Окончание.

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

### Секция 7. ГОРИЗОНТАЛЬНОЕ БУРЕНИЕ И БУРЕНИЕ С ОТХОДОМ ОТ ВЕРТИКАЛИ

#### Опыт бурения на депрессии с применением колтюбинга для повышения продуктивности скважин и увеличения нефтеотдачи на материковом газовом месторождении с низкопроницаемыми коллекторами, Абу-Даби

Абдельхак Ламия, ADNOC Upstream; Мартин Кален, Blade Energy Partners; Абдулла Бахит аль Катири, Фахад Мустафа Ахмед аль Хосани, Грэм Ф. Дж. Эдмонстон, Альфонсо Мантилья, ADNOC Upstream; Мохаммед Ахмед Баслайб, Ихаб Мохаммед Набил, Фавад Зайн Юсфи, Мариам Ахмед аль Хосани, Салем Салех Альменхали, ADNOC Onshore; Айман эль Шахат, ADNOC Upstream; Фуад Абдул Саллам, Хайтам Мохаммед аль-Хатиб, Фаузи Омар Аль-Джабери, Худа аль Бешир, Кевин Дин Макнейли, ADNOC Onshore

Технология бурения на колтюбинге быстро растет и развивается на протяжении двух последних десятилетий. Технология была успешно применена на Аляске, в Канаде, Омане и Объединенных Арабских Эмиратах (месторождения Саджаа в Шардже и Мургама в Дубае) и в других местах. На протяжении последних семи лет Саудовская Аравия проводит кампанию, которая показала успешные результаты в газовых коллекторах.

Компания ADNOC начала проект пробной эксплуатации колтюбингового бурения на депрессии в низкопроницаемых газовых коллекторах на материковом месторождении в Абу-Даби, ОАЭ. Работы по проекту начались 1 декабря 2019 года. Пробная эксплуатация будет включать 3 скважины. Цель испытаний – оценить пригодность технологии для бурения пластовых секций скважин на этих месторождениях, а в перспективе – и на других.

The last part.

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

### Session 7. HORIZONTAL AND ERD SOLUTIONS

#### Case Study of Underbalance Coiled Tubing Drilling to Increase Well Productivity and Ultimate Recovery in Tight Gas Reservoir Onshore Field, Abu Dhabi

Abdelhak Ladmia, ADNOC Upstream; Martin Culen, Blade Energy Partners; Abdulla Bakheet Al Katheeri, Fahad Mustfa Ahmed Al Hosani, Graham F. J. Edmonstone, Alfonso Mantilla, ADNOC Upstream; Mohamed Ahmed Baslaib, Ihab Mohamed Nabil, Fawad Zain Yousfi, Mariam Ahmed Al Hosani, Salem Saleh Almenhali, ADNOC Onshore; Ayman El Shahat, ADNOC Upstream; Fouad Abdulsallam, Haitham Mohamed Al-Khatib, Fawzi Omar Al Jaberi, Huda Al Beshir, Kevin Dean Mcneilly, ADNOC Onshore

Coiled Tubing Drilling (CTD) has been growing and developed rapidly through the last two decades. There have been numerous highly successful applications of CTD technology in Alaska, Canada, Oman and the United Arab Emirates (Sharjah Sajaa and Dubai Murgham fields), among other places. Currently, Saudi Arabia has undertaken a campaign for the last seven years that has shown successful results in gas reservoirs.

ADNOC initiated a trial Coiled Tubing Underbalanced Drilling (CTUBD) project in the onshore tight gas reservoirs in Abu Dhabi, United Arab Emirates beginning operations 1-December-2019. The initial trial will consist of three (3) wells. The purpose of the trial is to assess the suitability of CTUBD for drilling the reservoir sections of wells in these fields, and further application in others.

The reason for choosing coiled tubing for drilling the reservoir sections is based upon

Причиной выбора колтубингового бурения является высокое содержание сероводорода в пластовых жидкостях, а также возможность повысить производственную безопасность благодаря использованию системы закрытого бурения вместо типовой открытой системы.

Три скважины будут пробурены, обсажены и зацементированы до верхнего коллектора при помощи типовой буровой установки. Работы по заканчиванию и установке фонтанной арматуры проведут на буровой установке, которую затем сменил установка ГНКТ. На фонтанную арматуру установят противовыбросовое оборудование колтубинга, затем в скважину спустят компоновку для бурения бокового ствола через хвостовик.

Скважины будут буриться на депрессии для повышения продуктивности пласта и обеспечения очистки ствола с возвратом бурового раствора по затрубному пространству НКТ/ГНКТ. Жидкость направят в закрытую систему сепарации, при этом добываемый газ и конденсат направят на промышленную установку по выкидной линии, твердые частицы сбросят в закрытый резервуар или амбар, а буровой раствор направят обратно в скважину. В качестве основного бурового раствора используют очищенную воду, однако в будущем может потребоваться азот, который необходим для продувки наземного оборудования во время работы. Также будет необходима факельная установка, которая используется в аварийных случаях и во время начала бурения. В случае успеха пилотного проекта разработают долгосрочный план бурения.

### **Предотвращение эрозии: передовой опыт проведения ГРП на колтубинге по затрубному пространству**

**Каве Йекта, Джейми Фенвик, Essential Energy Services; Кевин Эллиотт, Джон Албо, NOV Quality Tubing**

Технология ГРП на колтубинге по затрубному пространству имеет множество преимуществ для скважин с нетрадиционными компоновками заканчивания, особенно для скважин с длинными боковыми стволами, а также большим количеством продуктивных зон (часто более 100). Самым главным недостатком затрубного ГРП является эрозия колтубинга из-за воздействия на него бурового раствора под высоким давлением, который содержит частицы проппанта, повреждающие трубу. В этой статье описываются методы обнаружения эрозии ГНКТ, которые помогут обеспечить стабильность и надежность проводимых работ.

При проектировании оборудования и написании плана работ для обнаружения эрозии при проведении затрубного ГРП на колтубинге необходимо учитывать такие факторы, как конструкция колонны колтубинга и скорость потока жидкости при проведении ГРП. С точки зрения сервисной компании, гидродинамика перекачиваемой жидкости может содержать неконтролируемые переменные, такие как плотность жидкости, вязкость и шлам при смене режима работы.

Из-за описанных выше ограничений не всегда

the high H<sub>2</sub>S content of the reservoir fluids and the premise that HSE can be enhanced by using a closed drilling system rather than an open conventional system.

The three wells will be newly drilled, cased and cemented down to top reservoir by a conventional rig. The rig will run the completion and Christmas tree before moving off and allowing the coiled tubing rig to move onto the well. The coiled tubing BOPs will be rigged up on top of the Christmas tree and a drilling BHA will be deployed through the completion to drill the reservoir lateral.

The wells will be drilled underbalanced to aid reservoir performance and to allow hole cleaning with returns being taken up the coiled tubing / tubing annulus. The returns will be routed to a closed separation system with produced gas and condensate being primarily exported to the field plant via the production line, solids sparge to a closed tank or pit and the drilling fluid re-circulated. The primary drilling fluid will be treated water; however, nitrogen may be required for drilling future wells in the field and will be required regardless for purging gas from the surface equipment during operations. A flare will also be required for emergency use and for start-up of drilling. If the trial proves a success, a continuous drilling plan will be put in place.

### **Avoiding Erosion: Best Practices for Coiled Tubing Annular Frac Operations**

**Kaveh Yekta, Jamie Fenwick, Essential Energy Services; Kevin Elliott, John Albaugh, NOV Quality Tubing**

Annular Frac operations performed with Coiled Tubing (CT) offer many advantages for unconventional completions, particularly wells with long laterals and many pay zones (frequently in excess of 100 stages). The primary disadvantage to annular frac is erosion of the coiled tubing due to impinged, high pressure fluids containing abrasive frac sand. This paper will describe a methodology to detect erosion of the CT to provide consistent, reliable operations.

When designing equipment and writing operational procedures to detect erosion in annular frac through coiled tubing, the following considerations may be considered: CT string design and pumped fluid flow rate when fracturing. From a CT service company perspective, the fluid dynamics of the pumped fluid may contain uncontrolled variables such as fluid density, viscosity, and slurry from job-to-job.

As a result of the limitations noted above, the onset of erosion may be difficult to predict. However non-destructive electromagnetic

можно точно предсказать начало эрозии. Для определения возможных мест эрозии можно использовать неразрушающий электромагнитный контроль. Это позволит разработать «проверенные в полевых условиях» рекомендации по закачке жидкости в зависимости от размера трубы.

Электромагнитный контроль с использованием датчиков утечки магнитного потока и/или датчиков Холла может выявить участки изменения толщины стенки. Однако одна эта информация не дает четкого представления о том, была ли труба повреждена эрозией, поскольку отсутствует эталон для сравнения. Изменения толщины стенок могут быть связаны с процессом производства трубы или с самой конструкцией колонны.

Рекомендуется проводить осмотр колонны КТ в новом состоянии либо в самом начале срока службы. Таким образом, при сравнении результатов измерений электромагнитными методами можно исключить те изменения толщины, которые присутствовали на момент производства. В данной статье представлены результаты электромагнитной инспекции колонн колтюбинга, проведенной в новом состоянии и после их списания. Также в статье представлены параметры закачки жидкости во время работ по затрубному ГРП, выполненных с использованием этих колонн.

В статье описывается методология проверки того, что колонны КТ не были подвержены эрозии после проведения ГРП по затрубному пространству. Исследование скорости закачки жидкости в ходе работ также предоставляет практические рекомендации по предотвращению эрозии при проведении работ по ГРП по затрубному пространству.

### **Технология бицентричного фрезерования позволяет восстановить горизонтальный участок скважины с трудноизвлекаемыми запасами в Турции**

**Эрнесто Франко Дельгадо, Феликс Ян, Лиам Вейр, Брайан Брюс, Нестор Каррено, Schlumberger**

Во время работ по заканчиванию скважины в Турции произошла деформация обсадной колонны. Это стало серьезным осложнением для оператора и сервисной компании из-за потенциальной потери почти 70% горизонтального участка. Деформация не позволяла расфрезеровать оставшиеся пробки. Для восстановления доступа в горизонтальный участок были применены бицентрические фрезы и циркуляционный клапан многократного действия, встроенный во фрезерный узел.

Анализ состояния труб, проведенный инженерной группой, показал, что симметричные фрезы не будут эффективны. Замена трубы не рассматривалась. Поэтому было принято решение использовать технологию бицентричного фрезерования. Этот метод заключается в использовании смещенных фрез, когда вращение заставляет режущую головку охватывать область, большую, чем фронтальная поверхность фрезы. Минусом данной технологии является высокая вероятность застревания ГНКТ

inspection can be utilized to highlight possible locations of erosion within CT strings to develop "field-tested" guidelines for pumping against tubing size.

Electromagnetic inspection using Magnetic Flux Leakage (MFL) and/or Hall Effect Sensors can highlight localized variations in wall thickness. However, this information alone does not give a clear indication if the tubing has been damaged by erosion without a baseline inspection to compare to, since there can be variations in wall due to the CT manufacturing process and the prevalence of tapered CT string designs.

If the CT string is inspected either when new or very early on in its life, a comparison of wall variation by electromagnetic methods can "rule out" wall thickness variations that were present at the time of manufacturing. Evaluation of CT strings with electromagnetic inspections performed when new and after retirement will be presented in this paper. The inspection results will then be supplemented by pumping parameters from annular frac jobs performed with these strings.

This paper describes a methodology of verifying that CT strings have not been subject to erosion due to annular frac operations. An exploration of pumping rates used on these strings in operations also provides some "field-tested" practical guidelines for avoiding erosion when performing annular frac jobs.

### **Bicentric Milling Approach Enables the Recovery of the Horizontal Section of an Unconventional Well in Turkey**

**Ernesto Franco Delgado, Felix Jahn, Liam Weir, Brian Bruce, Nestor Carreno, Schlumberger**

During the completion phase of an unconventional well in Turkey, casing deformation represented a challenge to the operator and Coiled Tubing (CT) service provider due to the potential loss of almost 70% of the horizontal section. The deformation obstructed the path to continue the milling the remaining plugs. The implementation of bicentric mills and Multi-Cycling Circulation Valve (MCCV) incorporated in the milling assembly allowed efficient recovery of the horizontal section.

The tubing condition analysis done by the engineering team showed that symmetric mills would not be beneficial. Conformance tubing was not an option. Bicentric milling approach was deemed the most viable solution. This approach consists of using offset mills where rotation causes the cutting head to cover an area larger than the mill's frontal face. However, this approach could lead the CT pipe getting stuck

из-за большого количества шлама. В результате технология бицентричного фрезерования показала успешные результаты благодаря использованию циркуляционного клапана многократного действия, ограничению числа расфрезерованных пробок и спуску ловильного инструмента между спуско-подъемными операциями по фрезерованию.

В скважину в Турции был спущен хвостовик для 10-стадийного ГРП с девятью алюминиевыми пробками. В ходе ГРП на седьмой стадии было зафиксировано аномальное падение давления при сохранении той же скорости закачки. Это указывало на возможное повреждение обсадной колонны. После проведения ГРП на всех стадиях сервисная компания приступила к фрезерованию пробок на ГНКТ с помощью фрезы с наружным диаметром 117,6 мм. После фрезерования трех пробок была обнаружена деформация колонны, о чем говорили многократные резкие остановки двигателя на одной и той же глубине.

Для фрезерования участка смятия трубы был спущен колонный конусный фрезер, но после нескольких часов работы без проходки инструмент был извлечен на поверхность. На фрезе были обнаружены признаки износа на диаметре 108,4 мм. Затем был спущен фрез с наружным диаметром 101,8 мм, который свободно прошел глубину смятия.

Для выбора наиболее приемлемого решения был проведен анализ конструкции пробки и состояния обсадной колонны. Для фрезерования участка смятия была разработана бицентричная фреза с наружным диаметром 101,8 мм отрегулированным эксцентриситетом для обеспечения большей площади контакта. Было проведено три спуска бицентричной фрезы с ограничением в две пробки за один спуск для предупреждения застревания ГНКТ из-за больших размеров шлама, вызванных асимметрией фрезы.

Недостаток информации об использовании бицентричных фрез для фрезерования пробок потребовал исследования неопубликованных работ для таких случаев. В данной статье описывается технология бицентричного фрезерования, использование смещенных фрез, а также меры по предотвращению застревания ГНКТ из-за образования крупных обломков.

### **Применение метода измерения содержания твердых частиц и скорости обратного потока в режиме реального времени в ходе работ по фрезерованию на колтюбинге**

**Каве Йекта, Рэй Фунг, Бенджамин Стэнг, Тайлер Войтас, Essential Energy Services**

Среди многих сфер применения колтюбинга главными являются две: фрезерование пробок и промывка ствола скважины от песка. В выполнении этих задач могут значительно помочь данные о перемещении твердых частиц на поверхность, а также мониторинг скорости обратного потока. Обычно бригада по контролю обратного потока передает эту информацию в кабину управления по запросу. Однако, используя акустический шумомер и ультразвуковой

due to big junk left. The use of a MCCV, limiting the number of milled plugs, and performing a fishing run between milling runs were key to the success of the bicentric milling approach.

The Turkish well was completed with ten stages isolated by nine aluminum plugs. During the fracturing of stage seven, an abnormal pressure drop was observed while keeping the same pump rate, indicating possible casing damage. After all the stages were fractured, the CT proceeded to mill the plugs using a 4.63-in Outside Diameter (OD) mill. After three plugs were milled, an obstruction was detected, indicated by frequent aggressive motor stalls at the same depth.

A tapered mill was run to perform a tubing conformance, and after several hours of unsuccessful penetration, the tool was recovered. At the surface, the tool showed signs of wear around 4.268 in. A 4.0-in OD mill was used to drift this section, and it passed free.

An analysis of both the plug anatomy and the casing condition was done to determine the most viable solution. A 4-in OD bicentric mill was designed to pass across the restriction with an adjusted eccentricity to allow higher contact area. Three bicentric milling runs were made with the limit of a maximum of two plugs per run to avoid a CT stuck situation due to the larger cuttings as a result of the mill's asymmetry.

The sparsity of information on using bicentric mills for plug milling required research into unpublished practices for such scenarios. This paper documents bicentric milling approach, the use of offset mills, and the mitigation measurements taken during this project to avoid a stuck situation due to large debris generated.

### **Application of Real-Time Solid Measurement and Return Flow Rate During Coiled Tubing Milling Operations**

**Kaveh Yekta, Ray Phung, Benjamin Stang, Tyler Woitas, Essential Energy Services**

Among the many applications of Coiled Tubing (CT) services, milling plugs and wellbore sand cleanout are two of the major applications. The transport of solids to the surface, as well as monitoring the return rates, are two sources of information which can have a significant impact on the execution of these jobs. Traditionally the flowback crew communicates this information to the CT control cab upon request. However, by utilizing an acoustic monitor and ultrasonic flowmeter, it can reduce the dependence on flowback operators and provide real-time solid measurement and return flow rate. The acoustic monitor is a passive, non-intrusive device that is designed

расходомер, можно уменьшить влияние человеческого фактора и предоставлять данные о перемещении частиц и скорости обратного потока в реальном времени. Акустический шумомер – это пассивное неинтрузивное устройство, измеряющее акустический шум, возникающий в стенке трубы при ударе твердых частиц о ее внутреннюю поверхность. Ультразвуковой расходомер представляет собой закрепляемое на трубе устройство, оснащенное двумя преобразователями, которые выполняют функцию передатчика и приемника данных.

Для испытания данного метода было проведено пять этапов работ. На первом этапе установка ГНКТ была смонтирована на вертикальной испытательной скважине длиной 150 м. Оборудование включало установку ГНКТ, насос, дроссельный манифольд и акустический шумомер. В испытательную скважину закачали определенное количество шлама, оставшегося от предыдущих фрезеровочных работ, а затем была проведена промывка на ГНКТ. С помощью шумомера измерили количество твердых частиц на поверхности и провели анализ результатов. После этого объем извлеченных частиц сравнили с изначальным объемом и сопоставили с данными с шумометрии. На втором этапе шумомер использовался на полевых работах по фрезерованию. На третьем этапе проводились испытания ультразвукового расходомера с использованием насоса и системы сбора данных для того, чтобы оценить рабочий диапазон расходомера. Затем в ходе четвертого этапа были проведены полевые испытания расходомера на работах по фрезерованию. Последний этап испытаний был проведен на работах по фрезерованию на кусте из 5 скважин с одновременным применением акустического шумомера (измерение твердых частиц) и ультразвукового расходомера (измерение скорости обратного потока).

Все пять этапов подтвердили эффективность измерения твердых частиц и скорости обратного потока. Каждый из этапов испытаний – планирование, исполнение и анализ работ – был успешно выполнен. Полученные на всех пяти этапах данные были использованы как во время работ, так и после их проведения. Эти данные можно использовать в дальнейшем в качестве практического пособия по оптимизации процесса.

Автоматическое измерение твердых частиц и мониторинг обратного потока в реальном времени позволяют оператору ГНКТ принимать обоснованные решения в ходе операций по фрезерованию и промывке. Передача данных о вымывании твердых частиц и скорости обратного потока в реальном времени дает возможность оператору и инженерной группе сервисной компании проанализировать и оптимизировать выполнение операций по фрезерованию и очистке от песка.

## **Секция 8. ВНУТРИСКВАЖИННЫЕ РАБОТЫ В СЛОЖНЫХ УСЛОВИЯХ**

### **Эффективная установка сдвоенного**

to measure the acoustic noise induced into the pipe wall as solids impact the inside wall of the pipe. The ultrasonic flowmeter is a clamp-on device that is designed with two transducers that serve as both a transmitter and receiver.

In order to prove the concept, five stages of trials were planned and executed. In stage one, CT was rigged into a 150 m vertical test well. The equipment included CT mast unit, CT pump, choke manifold, and acoustic monitoring device. Several debris piles from previous milling operations were introduced to the test well, and a CT cleanout was performed. The acoustic monitor system measured the amount of solid to surface, and the results were evaluated. Solids retrieved were then compared to the initial debris piles and correlated to the data received by the acoustic monitor. On the 2nd stage, the acoustic monitoring device was utilized in actual milling operation. The 3rd stage was a yard trial of ultrasonic flowmeter using a CT pump and data acquisition system to evaluate the working envelope of this device, followed by a field trial, in stage 4, utilizing the flowmeter in actual milling operations. The final stage of this trial was planned and executed in milling operations on a five wells pad, utilizing the combined applications of acoustic monitoring (solid measurement) and ultrasonic flowmeter (return rate) devices.

All five stages contributed to proof of concept for the applications of solid measurement and return flow rate devices. These trials were successfully planned, executed, and evaluated. The acquired data throughout the five stages of these trials were utilized during and post job operations as lessons learned to optimize the process for future applications.

The real-time measurement of solids and flow rate monitoring, independent of flowback operators, enables the CT operator to make informed decisions throughout milling and cleanout operations. The real-time streaming of solids to surface and return flow rate enables the operator and service company's Engineering team to evaluate and optimize the execution of milling and sand cleanout operations.

## **SESSION 8. INTERVENTIONS SOLUTIONS IN CHALLENGING ENVIRONMENTS**

### **Effective Zonal Isolation Straddle Deployment in a Slim Deviated Well using Electric Line Tractor/Stroker Combination**

**Muhammad Nabil Bin Ghazali, Kasim Selamat, PTTEP Sarawak Oil Limited; Stuart William Murchie, Rosano F. Sosrohadisewoyo, Altus Intervention; Matthieu Billaud, Schlumberger**

Due to sand production coming from the

## пакера в скважине с малым отклонением от вертикали с использованием комбинации трактора и яса на кабеле

**Мухаммад Набил бин Газали, Касим Селамат, РТТЕР Sarawak Oil Limited; Стюарт Уильям Мерчи, Розано Ф. Сосрохадисево, Altus Intervention; Матье Бийо, Schlumberger**

Из-за песка, поступающего из верхнего интервала, дебит газовой скважины пришлось установить ниже уровня максимального дебита без песка. Это привело к снижению объема добычи. Установка компоновки сдвоенного пакера в верхнем интервале остановила поступление песка, что позволило открыть дроссель на устье и вернуть дебит на прежний оптимальный уровень.

Ранее было предпринято несколько попыток спустить и установить сдвоенный пакер на требуемой глубине с использованием канатной установки. Однако работы оказались неэффективными из-за прихватов, возникавших при спуске из-за геометрии скважины: отклонение траектории 72°, интенсивность набора кривизны 4,579°/30 м, малый внутренний диаметр НКТ и малый диаметр хвостовика – 89 мм. Кроме того, для выполнения работ по стыковке, посадке и освобождению, которые необходимы для установки пакера, требуется большое осевое усилие, которое выходит за пределы допустимого диапазона рабочей нагрузки на канат на глубине установки пакера. В результате в скважину на кабеле был спущен трактор малого диаметра – 54 мм в сочетании с электрогидравлическим ясом осевого действия. Трактор позволил спустить компоновку сдвоенного пакера с патрубками на целевую глубину, а контролируемые процессы по установке и освобождению компонентов были выполнены с помощью яса. Благодаря двунаправленному действию яс обеспечивал как толкающее, так и тяговое усилие, необходимые для стыковки, установки и срезания штифтов для освобождения компоновки. Также яс можно было использовать в случае заклинивания инструмента при спуске в скважину из-за сложной геометрии и песка в стволе.

Перед началом работ сервисная компания совместно с оператором тщательно спланировала и провела комплексное испытание системы. В рамках испытаний были проведены работы по стыковке и установке патрубка в узел нижнего пакера, а также работы по срезанию штифтов спускового инструмента, который использовался для установки верхнего пакера. При этом испытания были проведены в горизонтальной конфигурации, а тяговое и толкающее усилия при испытании превышали значения, которые требуются для работ в скважине, чтобы обеспечить надежное выполнение работ.

Работы были успешно выполнены в соответствии с новым планом, учитывающим опыт, полученный в ходе испытаний. В общей сложности было проведено четыре спуска с использованием комбинированной компоновки трактора и яса без каких-либо осложнений. Активация пакерующих элементов была выполнена со 100%-й эффективностью. После этого

upper zone of a multizone monobore gas well completion, the well production had to be choked back to a flow rate below the well's maximum sand free rate (MSFR). This resulted in suboptimal production. A straddle packer assembly was installed across this upper zone, which isolated the sand production and, therefore, enabled the choke to be removed and the well production to be increased to its true, optimal capacity.

Several previous attempts to deploy and install the straddle components at their required depth using the prescribed slickline deployment method proved unsuccessful, because of hold ups that occurred while running in hole – due to a well trajectory of 72 degrees deviation and 4.579 deg/100 ft dog leg severity, coupled with the small tubing inside diameter (ID) associated with the slim 3 ½ in. completion. Furthermore, it was found that insufficient forces were available via slickline deployment to execute the related stabbing, setting and release actions required during in-well straddle component installation, because of the limited jar down weight available and safe working load limits on the slickline at the setting depth. As a result, a slim 2 ½ in. electric line tractor was utilised, in combination with a 2 ½ in. electrohydraulic linear actuator (stroker). The tractor conveyed the various straddle packer and spacer elements (straddle tubes) to depth and the stroker installed these components in the well to confirm their engagement and to ensure their controlled and confirmed release. Being bi-directional by design, the stroker provided both the upward and downward forces required for component installation – stabbing, setting, and pin shearing to release. The stroker was also available in the toolstring in case of any inadvertent tool sticking encountered while running in hole due to the well trajectory and produced sand debris.

A system integration test (SIT) was meticulously planned and executed by the relevant operator and service company representatives before the operation. It was used to confirm the stroker's capability to stab and set the straddle tube into the lower packer and to shear the running tool used to install the straddle tubes and upper packer. This included the installation of straddle tubes into the lower packer section, done in a horizontal configuration and completed using higher setting and pulling forces than those expected during the actual job to ensure more than adequate forces would be available.

The operation was executed successfully following the newly defined program, applying the lessons learned from the SIT. A total of four runs were carried out using the combined tractor/stroker deployment string configuration without any in-well deployment issues – the

скважина была вновь запущена в эксплуатацию и дебит увеличился приблизительно с 28 000 м<sup>3</sup>/сутки до 85 000 м<sup>3</sup>/сутки, при этом песка на поверхности не наблюдалось.

Первый опыт использования данной технологии показал свою эффективность по установке сдвоенного пакера в наклонных скважинах с малым диаметром.

### **Механистическое моделирование промывки ствола в горизонтальных и наклонных скважинах**

**Рида Эльгаддафи, Рамадан Ахмед, Хамидреза Карам, Университет Оклахомы; Мустафа Насер, Ибнелвалид Хусейн, Катарский университет**

Неэффективная промывка ствола скважины и накопление в стволе скважины шлама, проппанта и других твердых частиц может значительно затруднить работу на скважине. В данной статье представлена новая модель промывки ствола скважины, которая рассчитывает критическую скорость переноса (КСП) в стандартных жидкостях и волокнистых суспензиях. Цель исследования – создать точную механистическую модель для оптимизации промывки ствола скважины в горизонтальных и наклонных скважинах.

Новая модель КСП создана для прогнозирования начала движения частиц пласта во время промывки. Влияние волокнистой структуры учитывается в модели с помощью специального коэффициента сопротивления волокон, который описывает механическое и гидродинамическое поведение взвешенных частиц и их сети. При разработке модели рассматривались преобладающие силы, действующие на отдельную частицу. Кроме того, для повышения точности модели используются новейшие гидравлические корреляции. С их помощью рассчитывается среднее напряжение сдвига пласта, которое необходимо для определения КСП. В горизонтальных и наклонных скважинах геометрия ствола часто бывает эксцентричной, что приводит к образованию застойных зон, которые трудно очистить. Напряжение сдвига пласта в таких зонах чувствительно к его толщине. Существующие модели промывки ствола скважины не учитывают изменения в напряжении сдвига пласта. Поэтому при образовании застойных зон точность моделей снижается. Новая модель решает эту проблему, используя гидравлические корреляции для учета изменения напряжения сдвига пласта в зависимости от его высоты.

Точность новой модели подтверждена опубликованными измерениями и сравнением с точностью существующей модели. Использование корреляции коэффициента сопротивления волокон и напряжения сдвига пласта повысило точность модели и позволило учесть вклад волокнистой структуры в повышение эффективности промывки ствола скважины. В результате прогнозные значения для волокнистых суспензий и стандартных жидкостей

straddle component installation completed with 100% operational efficiency. Following this, the well was put back onto production and the production rate increased from approximately 1 million standard cubic feet per day (MMscf/D) to 3 MMscf/D, with no sand production observed at surface.

Having not been done before, this methodology proved to be a successful option for the operator for straddle packer assembly deployment in deviated slim wells.

### **Mechanistic Modeling of Wellbore Cleanout in Horizontal and Inclined Wells**

**Rida Elgaddafi, Ramadan Ahmed, Hamidreza Karami, University of Oklahoma; Mustafa Nasser, Ibnelwaleed Hussein, Qatar University**

The accumulation of rock cuttings, proppant, and other solid debris in the wellbore due to inadequate cleanout remarkably impedes field operations. This article presents a new hole cleaning model, which calculates the Critical Transport Velocity (CTV) in conventional and fibrous fluids. The study is aimed to establish an accurate mechanistic model for optimizing wellbore cleanout in horizontal and inclined wells.

The new CTV model is established to predict the initiation of bed particle movement during cleanout operations. The model is formulated considering the impact of fiber using a special drag coefficient (i.e. fiber drag coefficient), which represents the mechanical and hydrodynamic actions of suspended fiber particles and their network. The dominant forces acting on a single bed particle are considered to develop the model. Furthermore, to enhance the precision of the model, recently developed hydraulic correlations are employed to compute the average bed shear stress, which is required to determine the CTV. In horizontal and highly deviated wells, the wellbore geometry is often eccentric, resulting in the formation of flow stagnant zones that are difficult to clean. The bed shear stress in these zones is sensitive to the bed thickness. The existing wellbore cleanout models do not account for the variation in bed shear stress. Thus, their accuracy is limited when stagnant zones are formed. The new model addresses this problem by incorporating hydraulic correlations to account for bed shear stress variation with bed height.

The accuracy of the new model is validated with published measurements and compared with the precision of an existing model. The use of fiber drag and bed shear stress correlations has improved model accuracy and aided in capturing the contribution of fiber in improving

практически совпали с экспериментальными измерениями и оказались более точными, чем прогнозные значения существующей модели. Новая модель показывает заметное снижение скорости циркуляции жидкости в результате добавления небольшого количества волокна (0,04 весового процента) в жидкость. Кроме того, исходя из результатов, существующая модель завышает прогнозную эффективность промывки как для стандартных жидкостей, так и для волокнистых суспензий.

### **Применение метода конечного элемента в колтюбинговых работах**

**Каве Йекта, Essential Energy Services**

Коммерциализация и упрощение передового программного обеспечения для моделирования работ предоставляют уникальный инструмент для анализа различных задач в нефтегазовой отрасли. Пакеты программ разработаны таким образом, чтобы выполнять сложное моделирование и в то же время дать удобный интерфейс. Долгое время для работы в таких программах требовались уникальные навыки. Улучшенный пользовательский интерфейс и различные визуальные средства повысили качество программ для моделирования и упростили их использование. Применение таких программ позволяет получить подробные данные для большого количества задач в сфере применения колтюбинга. Построение трехмерной (3D) модели для анализа напряжений и вибраций с целью имитации реальных скважинных условий является одним из преимуществ использования таких программ.

Метод конечных элементов (МКЭ) – это математический инструмент, который используется в коммерческих программах для моделирования. МКЭ обеспечивает возможность линейного и нелинейного анализа для решения различных типов механических задач. Общими выходными данными для такого анализа являются напряжения, перемещения и режимы вибрации. Например, моделирование нарушения герметичности луночного соединителя из-за чрезмерных нагрузок позволило определить действующие напряжения и степень деформации трубы определенной группы прочности. В другом примере были проведены моделирование и анализ воздействия вибрации устьевого оборудования ГНКТ. С помощью метода конечных элементов был проведен структурный анализ реальных нагрузок на два основных компонента наземного оборудования – направляющую дугу (гузбек) и барабан ГНКТ.

Моделирование каждой работы дает важную информацию, которую невозможно получить другими способами из-за сложной геометрии скважины в некоторых случаях. В каждом случае моделирование с помощью МКЭ предоставляет такие важные данные, как напряжение, режим вибрации и смещение. Эти данные можно использовать для оптимизации конструкции оборудования и повышения эффективности внутрискважинных работ.

Программное обеспечение для 3D-моделирования

wellbore cleanout. As a result, for fibrous and conventional fluids, the predictions of the new model have demonstrated good agreement with experimental measurements and provided better predictions than the existing model. Model predictions show a noticeable reduction in fluid circulation rate due to the addition of a small quantity of fiber (0.04% w/w) in the fluid. In addition, results show that the existing model over predicts the cleaning performance of both conventional and fibrous fluids.

### **Application of Finite Element Method in Coiled Tubing Services**

**Kaveh Yekta, Essential Energy Services**

The recent development in commercialization and simplification of advanced simulating software provides a unique tool for analysis of different challenges in the oil and gas industry. These commercial packages are designed to be user-friendly and yet be able to perform complex simulations. For a very long time, working with such simulating software required a unique skill set. The enhanced user-interface and different visual aid improved the quality of simulator programs and reduced the level of difficulty of using those programs. Applying such simulating capabilities makes it possible for a better understanding of a vast array of challenges and problems in Coiled Tubing (CT) Services. Building a three-dimensional (3D) model for stress and vibration analysis to simulate the real operational problem is among the advantages of using such a program.

The finite element method (FEM) is the mathematical tool that is used in the commercial simulating software. The FEM provides a linear and nonlinear analysis option to solve different types of mechanical problems. The common outputs for such analysis are stress, displacement, and vibration modes. A real-life example of a failed dimple connector due to excessive force was simulated to find the stress and displacement of a specific grade of pipe. In the other case, the impact of vibration of the CT stack on wellhead was simulated and analyzed. The structural analysis of two main components of Coiled Tubing surface equipment such as Gooseneck and CT Reel subjected to actual loads were modeled using FEM.

The simulation of each case provides critical information that could not be achieved by any other means due to the complex geometry of the problem in some cases. In each case, the FEM simulation program provides essential information such as stress, vibration mode, and displacement. This information can be used to optimize the design and enhancement of the operating envelope of each case in the well intervention operation.

с МКЭ предоставляет инструмент для оценки и анализа возможного влияния нагрузок на устьевое оборудование. Использование подобных программ в различных областях, таких как работы с колтюбингом, заканчивание скважин и другие внутрискважинные работы, может стать надежным инструментом для этапов планирования и выполнения работ, а также при отказах оборудования. Аналитическое программное обеспечение для моделирования можно использовать вместо дорогостоящих полевых и лабораторных испытаний. В случае необходимости проведения испытаний результаты моделирования можно использовать для оптимизации размещения датчиков. В рамках этих пакетов доступны различные типы моделирования, такие как расчет износа трубы, нелинейный анализ, анализ переходных процессов и анализ влияния различных факторов.

### **Проведение работ по установке фильтров на ГНКТ с помощью судна снабжения на шельфе Борнео**

**Сенг Вей Джонг, Йи Тзен Йонг, Юсри Азизан, Ричард Хэмпсон, Halliburton; Рудзайфи Адизамри Хадж Абд Рани, Хайрул Амилин Мухаммад, Ян Гурмин, Brunei Shell Petroleum**

На двух морских нефтяных скважинах в акватории Брунея было зафиксировано снижение добычи из-за пескопроявлений. В обе скважины были установлены субгоризонтальные гравийные фильтры для открытого ствола. Скважины были остановлены, так как поступающий песок мог нанести ущерб наземному оборудованию.

В условиях ограниченной площади платформы, ограниченной грузоподъемности крана и низкого пластового давления было принято решение провести работы с ГНКТ с размещением оборудования на судне снабжения. В ходе работ требовалось очистить скважины от песка и установить песчаные сетчатые фильтры вдоль всей секции гравийных фильтров.

Из-за низкого пластового давления промывка была проведена с азотом. При этом использовалась специальная промывочная насадка для сокращения турбулентности и оптимизации выноса в наклонном участке скважины. Кроме того, для фильтрации и сбора большого количества выносимого песка был использован пескоуловитель.

Спуск длинных секций фильтров через устьевое оборудование для контроля давления был невозможен. Поэтому в качестве барьера для контроля скважины было принято решение использовать пробку и столб жидкости. Также на устье был установлен мобильный модульный кран для спуска длинных секций фильтров в скважину перед спуском колтюбинга.

Затем были предприняты меры по предупреждению аварий. Поскольку операция должна была проводиться с использованием судна снабжения, требовалось обеспечить возможность аварийного разъединения между судном и платформой во время длительных работ по промывке скважины и

Using the FEM/3D modeling package provides a tool to evaluate and explore the different impacts of loads on CT surface equipment. Utilizing such programs in different applications such as CT, intervention, and completions can be a reliable tool during design, execution, and failure analysis process. Using analytical simulators could replace costly physical testing. On the occasion that the physical testing is required, using the simulated results could optimize the better planning of utilization of sensors for a different position. There are more types of simulations available within these packages, such as fatigue modeling, nonlinear analysis, transient, and impact analysis.

### **Challenging Catenary Coiled Tubing Thru Tubing Screen Deployment Operation Offshore Borneo**

**Seng Wei Jong, Yee Tzen Yong, Yusri Azizan, Richard Hampson, Halliburton; Rudzaifi Adizamri Hj Abd Rani, Khairul Amilin Muhammad, Ian Gurmin, Brunei Shell Petroleum**

Production decline caused by sand ingress was observed on 2 offshore oil wells in Brunei waters. Both wells were completed with a sub-horizontal openhole gravel pack and were subsequently shut in as the produced sand would likely cause damage to the surface facilities.

In an offshore environment with limited workspace, crane capacity and wells with low reservoir pressures, it was decided to intervene the wells using a catenary coiled tubing (CT) vessel. The intervention required was to clean out the sand build up in the wells and install thru-tubing (TT) sand screens along the entire gravel packed screen section.

Nitrified clean out was necessary due to low reservoir pressures while using a specialized jetting nozzle to optimize turbulence and lift along the deviated section. In addition, a knockout pot was utilized to filter and accommodate the large quantity of sand returned.

The long sections of screens required could not be accommodated inside the PCE stack resulting in the need for the operation to be conducted as an open hole deployment using nippleless plug and fluid weight as well control barrier. A portable modular crane was also installed to assist the deployment of long screen sections prior to RIH with CT.

Further challenges that needed to be addressed were the emergency measures. As the operation was to be conducted using the catenary system, the requirement for an emergency disconnect between the vessel and platform during the long cleanout

установке фильтров. Для обеспечения безопасности работ был использован дополнительный превентор для срезания трубы и герметизации устья и другое аварийное оборудование.

#### **Секция 9. ОБМЕН ЗНАНИЯМИ НА ЭЛЕКТРОННЫХ СТЕНДАХ EPOSTERS IV**

##### **Использование технологии распределенного волоконно-оптического зондирования для восстановления целостности скважины и возобновления эксплуатации**

**Лилия Ноубл, Хью Рис, Томми Лангнес,  
Прадьюмна Тирувенкатанатан, Lytt Ltd.**

В одной из нефтяных скважин Северного моря возникло постоянное давление в кольцевом пространстве, в результате чего скважина была остановлена примерно на 3 года. Было предпринято несколько попыток выявить причину перетоков в кольцевом пространстве между НКТ и обсадной колонной, однако стандартные методы внутрискважинных работ не увенчались успехом, место утечки не было изолировано, и постоянное затрубное давление сохранялось. Это привело к остановке добычи нефти и денежным затратам, понесенным из-за неудачных работ по устранению негерметичности.

Поскольку скважина уже была оборудована постоянным оптоволоконным кабелем для связи с забойным манометром, он был использован для технологии распределенного акустического зондирования вместе с новейшими методами распознавания образов. Этот подход основан на отделении сигнала движения жидкости от фонового шума и использовании алгоритмов распознавания образов для построения каротажной диаграммы потока жидкости по всей длине кабеля. Это позволяет отобразить график изменения шума жидкости по глубине и времени.

В результате анализа полученных данных по устьевому и затрубному давлению утечка была обнаружена. Данные с распределенного акустического зондирования позволили определить точные глубины утечек, а результаты интерпретации данных со стандартных датчиков – причины неудачи проведенных ранее водоизоляционных работ.

Полученная информация дала возможность разработать новую стратегию водоизоляционных работ и изолировать места утечки. При этом дальнейшего роста давления в кольцевом пространстве не наблюдалось. В результате оператор смог вернуть в эксплуатацию скважину, которая была остановлена в течение трех лет. Это позволило восстановить дебит 6600 м<sup>3</sup>/сут, восстановить первичные барьеры скважины и сократить операционные расходы за счет исключения дальнейших ремонтных работ на скважине.

Данная технология предлагает новый метод обработки акустических данных с распределенных датчиков, который предоставляет важную

operations and open hole deployment needed to be considered as a necessary contingency. Additional shear seal BOPs, and emergency deployment bars were also prepared to ensure that the operation could be conducted safely and successfully.

#### **Session 9. KNOWLEDGE SHARING EPOSTERS IV**

##### **Using Distributed Fibre Optic Sensing to Recover Well Integrity and Restore Production**

**Lilia Noble, Hugh Rees, Tommy Langnes,  
Pradyumna Thiruvenkatanathan, Lytt Ltd**

Subject North Sea oil producing well has developed sustained casing pressure in the A-annulus, resulted in well being shut-in for around 3 years. Several attempts were made to understand the source of the tubing-to-annulus communication, however remediation actions based on the conventional intervention techniques were not successful, leak location was not isolated and sustained annular pressure remained. This resulted in deferral of oil production and costs incurred due to unsuccessful intervention and remediation techniques.

As the well was already equipped with the permanent fibre optic cable for the communication with the downhole pressure gauge, an alternative opportunity was taken to detect leak location by repurposing the cable for the use of Distributed Acoustic Sensing (DAS) technology along with latest pattern recognition techniques. This approach is based on decoupling of fluid movement signature from the background noise and use pattern recognition algorithms to construct fluid flow logs across entire length of the fibre, displaying character and evolution of fluid noise through depth and time.

Performed acquisition program allowed to activate the leak, presence of which was clearly visible on the wellhead and A-annulus pressure data. DAS-based acoustic flow logs allowed to clearly identify the exact location of the leak points and additionally provided an understanding to the reasons of failure of remediation methods based on the interpretation of conventional tool results.

Remediation strategy based on the insights provided by DAS succeeded to isolate leak points with no further pressure build-up observed in the A-annulus. As a result, operator was able to return to production the well that has been shut-in for three years. This allowed to reinstate 1mbpd in production, restore well primary barriers and reduce operational spend through cancellation of further well interventions.

информацию для определения источника потока жидкости и его направления, что дает возможность получать информацию о перетоках на нескольких обсадных колоннах.

### **Открытие клапана изоляции пласта после отбивки шара путем возвратно-поступательных движений электрического ключа-толкателя на глубоководной скважине в Мексиканском заливе. Анализ работ**

**Томас Маучиен, Лаплан Клемент, Аманда Оливьо, Schlumberger**

В ходе работ на скважине в Мексиканском заливе был использован инновационный метод с применением электрического ключа-толкателя, который позволил определить точную глубину клапана изоляции пласта, зайти в зацепление с профилем и успешно открыть клапан.

Определение глубины установки клапана изоляции пласта и зацепление с нижним профилем является сложной операцией, если использовать стандартные ключи-толкатели на канате или электрическом кабеле. В этом случае вес инструмента обеспечивает усилие, направленное вниз, позволяя ключу-толкателю зайти в зацепление с профилем клапана. На величину этого усилия влияют различные параметры: отклонение скважины, сила трения инструмента о внутреннюю поверхность НКТ и натяжение кабеля. Точное определение глубины инструмента является еще более сложной задачей в глубоководных скважинах, где растяжение длинного кабеля может привести к погрешности в несколько метров.

В данной работе использовался инновационный метод с использованием модулей толкателя, линейного привода и анкерного крепления, которые дают возможность выполнять возвратно-поступательные движения инструмента после отбивки глубины клапана. Глубина после отбивки использовалась в качестве опорной точки для точного определения положения ключа-толкателя относительно профиля. Во время движения к профилю точное положение ключа-толкателя постоянно отслеживалось с помощью линейного привода. Линейный привод имеет ограниченный ход, однако его можно использовать в комбинации с другими модулями, что дает возможность измерить перемещение на более длинную дистанцию. Поскольку ключ-толкатель находился на очень близком расстоянии от профиля открытия (несколько ходов линейного привода), операция оказалась чрезвычайно эффективной.

При помощи этого метода работа была успешно завершена за несколько часов. Данные забойных измерений передавались на поверхность в режиме реального времени, что позволило точно контролировать ход работ и постоянно следить за положением инструмента относительно профиля открытия клапана. Во время движения к профилю после отбивки шара ключ-толкатель

This technology offers a new method of acoustic data processing on DAS that extracts valuable insights to identify the source of fluid flow and flow pathways, providing an ability of capturing events behind multiple casing strings.

### **Inchworming After Tagging the Ball Proves an Efficient Method for Opening a Completion Isolation Valve with Electric-Line Powered Shifting Tool in Deepwater Gulf of Mexico: A Case Study**

**Thomas Mauchien, Laplane Clement, Amanda Olivio, Schlumberger**

An intervention operation in the Gulf of Mexico used a novel method with an electric-line powered shifting tool to reliably locate and latch onto the shifting profile of the intended completion isolation valve successfully completing the shifting operation.

Locating and latching onto the lower shifting profile of a completion isolation valve is often a challenging operation with slickline or conventional electric-line shifting tools. It relies on the weight of the downhole tool to provide the downward force to drive the shifter to latch onto the shifting profile. Numerous parameters such as the well deviation, the friction force of the shifter keys with the tubing, and the pull from the cable highly affect this downward force. Accurate positioning of the downhole tool with respect to the completion is even more challenging in deep water wells because the long cable stretch can result in several feet of uncertainty.

The novel method used in this operation consisted of using the shifter, linear actuator, and anchor modules to move in an inchworm motion after tagging the closed ball valve. The tag was used as a reference point to accurately locate the position of the shifter with respect to the valve opening shifting profile. While moving toward the profile, the position of the shifter was maintained at all times using the accurate linear position measurement of the tool. The linear actuator has a limited stroke, but it can be compounded to achieve a much longer measurement. Because the tag position of the shifter was only a few linear actuator strokes away from the opening profile, the operation was extremely efficient.

The intervention operation was successfully completed in a few hours using this method. The signals were measured downhole and reported in real time to surface, enabling accurate monitoring of the progress and indicating the position of the tool with respect to the valve opening profile at all times. While moving toward the profile after tagging the ball, the shifter was used to probe for diameter changes. This measurement provided an

фиксирует изменения диаметра. Эти данные послужили дополнительным подтверждением прохождения инструмента через профиль. После прохождения профиля и изменения направления движения контролируемое увеличение осевого усилия линейного привода подтвердило фиксацию на профиле открытия. Этот метод позволил зафиксировать профиль открытия и подтвердить, что кулачки ключа-толкателя зашли в зацепление, прежде чем приступить к увеличению осевого усилия для открытия клапана. При открытии шарового клапана были зафиксированы данные по осевому усилию и длине смещения, которые совпали с характерными значениями для открытия шарового клапана, что подтвердило успешное завершение операции без необходимости проверки путем прохождения инструмента через клапан.

Это была первая операция по открытию клапана изоляции пласта после отбивки шара путем возвратно-поступательных движений для определения точного положения профиля и зацепления. Этот новый метод устранил неопределенность, возникающую при использовании стандартных методов, в которых для подтверждения зацепления используется натяжение кабеля.

### **Полностью автоматизированные испытания пластоиспытателем без кабеля на примере семистадийной операции на Сахалине**

**Элиас Темер, Дейвиндран Субраманиам, Schlumberger**

Испытание скважин является одним из важнейших этапов, необходимых для прогнозирования инвестиций в разработку месторождений. Однако компании-операторы сталкиваются со многими проблемами, такими как сокращение капитальных вложений и бюджета на разведочные работы, а также плохие погодные условия, которые ограничивают период, в течение которого можно проводить испытания скважин. Автоматизированная технология для испытания скважин позволила преодолеть эти трудности и в режиме реального времени отслеживать и контролировать несколько интервалов притока за один спуск в разведочных скважинах в Охотском море в России.

В данной статье представлены поставленные задачи, этап планирования работ и автоматизированное выполнение операций без кабеля в неблагоприятных условиях и в ограниченный период времени. Использование системы телеметрии для испытания семи зон скважины позволило получать данные в режиме реального времени, управлять ключевым скважинным оборудованием и передавать данные в офис оператора в городе. В статье рассмотрены различные полевые работы, которые показывают, как автоматизированный сбор данных и управление скважинными операциями позволили оптимизировать работу как для сервисной компании, так и для оператора.

additional confirmation of the position of the shifter, which was able to sense passing through the profile. Finally, after passing the profile and reversing direction, a controlled increase in the linear actuator axial force confirmed the latch onto the opening profile. This seek method enabled latching onto the opening profile and confirmed without doubt that the shifter keys were engaged in the profile before proceeding to increase the forces to shift the ball open. While the ball valve was shifted open, the downhole measurements recorded an axial force vs. displacement footprint that is characteristic of the opening of the ball valve, giving confirmation that the operation was successfully completed without having to physically pass through the ball valve to confirm.

This was the first time that this method, consisting of moving in an inchworm motion after tagging the ball, had been used for locating and latching onto the shifting profile of a completion isolation valve. This novel method eliminated uncertainty from conventional methods that use the cable overpull and head tension as a latch indicator.

### **Fully Automated and Wirelessly Enabled Drillstem Tests: Seven-Zones Campaign Case Study in Sakhalin**

**Elias Temer, Deiveindran Subramaniam, Schlumberger**

Well test is one of the crucial steps required to forecast production investments of their fields. However, the operators face many challenges such as reduced capex, exploration budgets, and bad weather conditions that limit the well testing time window. To overcome these challenges, an automated well testing platform enabled a real time monitoring and controlling more zones in a single run for appraisal wells in the Sea of Okhotsk, Russia.

This article highlights the test objectives, the job planning, and automated execution of wirelessly enabled operations in very hostile conditions and limited time period. The use of a telemetry system to well test seven zones allowed real-time data acquisition, control of critical downhole equipment, data transmission to the operator's office in town. Various operational cases will be discussed to demonstrate how automated data acquisition and downhole operations control has optimized operations for both the service company and the operator.

### **Data-Driven Integration to Delineate Zonal Isolation and Casing Deterioration Using Advanced Ultrasonic Technology – A Blueprint to Well Integrity Evaluation**

## **Использование интеграции данных для определения участка деформации обсадной колонны с помощью передовой ультразвуковой технологии – план оценки целостности скважины**

**Мохаммад Рашид Хан, Schlumberger, Хассан Ахмед, Pakistan Petroleum Limited; Абдул Бари, Schlumberger; Камран Рашид, Сайед Дост Али, Pakistan Petroleum Limited; Талха Зубайр, Усман Анджум, Schlumberger**

Современное передовое ультразвуковое измерение с помощью метода визуализации волн Лэмба (более известного как анализ упругих волн) было представлено почти два десятилетия назад. Эта технология позволила расширить границы, в пределах которых работал классический эхоимпульсный метод. Технология стала прорывом в оценке качества цемента благодаря комплексному анализу, который позволяет получить данные не только о границе раздела между обсадной колонной и цементом, но и о третьей границе раздела. В данной работе представлен новый метод оценки целостности скважины, который объединяет передовые технологии ультразвуковых волновых исследований и классический эхоимпульсный подход. Также в статье представлено практическое применение этого метода в разведочной скважине с аномально высоким пластовым давлением. Данный метод позволит оптимизировать технологию заканчивания на других скважинах. На исследуемой скважине было обнаружено потенциальное нарушение целостности в результате ловильных работ и цементирования.

Для разработки плана работ был принят трехуровневый подход, который начался с определения проблем, возникших в результате проведения различных работ на скважине. Затем, исходя из предполагаемых проблем, были рассмотрены соответствующие решения с учетом технологий и стандартных практик, используемых в отрасли. Затем на основе двух предыдущих этапов был принят интегрированный подход, в котором используется комбинация эхоимпульсного и ультразвукового методов в дополнение к нескольким уже используемым методам. В результате комбинация данных по затуханию волн и акустического импеданса позволяет провести комплексную оценку среды за обсадной колонной с помощью графика «Твердое тело – жидкость – газ». Одновременно можно количественно оценить толщину обсадной колонны и изменение внутреннего радиуса с помощью эхоимпульсной амплитуды и резонансной частоты. Также проводится анализ «Третьей поверхности раздела» для определения геометрии кольцевого пространства и получения данных по центрированию обсадной колонны в пластовых условиях.

Предложенный проект оценки целостности скважины содержит ключевые структурные блоки и метод определения потенциальных мест нарушения целостности. Результаты применения этой методики показали высокую эффективность для оценки качества цемента и состояния обсадной колонны. ●

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

State-of-the-art advanced ultrasonic measurement through the Leaky-Lamb wave imaging technique (more commonly known as the flexural waveform analysis) was introduced nearly two decades ago to expand the envelope beyond which the classical pulse-echo evaluation operated. This technology has proven to be a game-changer in cement evaluation through provision of an integrated analysis which deconvolutes beyond the casing-cement interface and investigates further into the third interface. In this work, we integrate the cutting-edge analysis provided by ultrasonic flexural mode with the classical pulse-echo approach to yield a novel well-integrity evaluation blueprint. Subsequently, it is shown how this workflow is applied to an ultra-high pressure (UHP) exploratory well for integrity evaluation which will aid in future optimization of completion strategies and constitute a continuous improvement cycle for other wells. The subject well faced potential integrity related uncertainties due to fishing and cementing related issues.

A three-tier approach was adopted to develop the blueprint, starting off with problem identification with respect to the various operations and incidents that occurred on this well. Next, based on the anticipated problems, associated solutions to evaluate the same were investigated by considering the technologies and standard procedures practiced by the industry. Finally, based on the previous two steps, a multi-physics approach was adopted that makes use of a combination of pulse-echo and flexural ultrasonic analysis, in addition to multiple well integrity workflows. Consequently, combination of flexural attenuation and acoustic impedance allows for a comprehensive evaluation of the medium behind the casing through the Solid-Liquid-Gas map. Simultaneously, it is possible to quantify casing thickness and internal radius variations through pulse-echo amplitude and resonance frequency characterization. Furthermore, the Third-Interface-Echo analysis is conducted to determine annulus geometry descriptions and produce a unique in-situ casing centralization measurement.

The proposed well integrity blueprint contains various building blocks that are key to evaluation processes and provide a linkage-based approach to delineate potential problems. Accordingly, application of this blueprint illustrated the investigative approach it delivers with respect to cement barrier classification and casing condition assessment. ●

# ООО «ВЕТЕРАН»: в постоянном развитии нефтегазового сервиса 25 лет

*Одно из крупнейших нефтесервисных предприятий Оренбургской области ООО «ВЕТЕРАН» стремится всегда стабильно и эффективно вести бизнес в сфере нефтегазовых технологий и сервиса. Компания организовала и вывела на рынок несколько видов востребованных и высокоэффективных услуг, таких как сервис по обеспечению специализированной нефтехимической техникой, сервис по приготовлению технологических жидкостей и глушению скважин, сервис по химической обработке скважин, сервис по проведению капитального ремонта скважин с ГНКТ.*

## Этапы развития

Отсчет трудовой деятельности компания в форме ООО «ВЕТЕРАН» начинает с 1 марта 1997 года. Спектр услуг формировался постепенно. С 1997 года ООО «ВЕТЕРАН» позиционировало себя как нефтедобывающая компания. С приходом в Оренбургскую область компании ТНК-ВР активы ООО «ВЕТЕРАН» были переданы в АО «Оренбургнефть». Компания «ВЕТЕРАН» была переквалифицирована как сервисно-транспортное предприятие. В этот период, вплоть до 2009 года, коллектив «ВЕТЕРАНа» занимался оказанием транспортных услуг и услуг по хранению и транспортировке технологических жидкостей.

В 2009 году компания вступила на новый этап развития. Было принято решение об организации технологической службы по глушению скважин. В том же году организована технологическая служба по обработке призабойной зоны пласта скважин, для чего привлекались ведущие специалисты региона, была создана химико-аналитическая лаборатория, автоматический узел приготовления кислотных составов. Проанализировав потребность рынка нефтесервисных услуг, взяв во внимание важность импортозамещения в нефтесервисных услугах, в 2013 году компания «ВЕТЕРАН» приобрела первый укомплектованный флот ГНКТ. На данный момент на вооружении предприятия имеются десять полностью оборудованных флотов ГНКТ. Технология колтюбинга очень перспективна для нефтегазового сектора России. При использовании данной технологии сокращается процесс бурения, что положительно сказывается на снижении затрат по бурению. Применение ГНКТ позволяет продлить эксплуатацию месторождений, находящихся на стадии истощения, а также реанимировать старый фонд скважин и вовлечь в повторную разработку трудноизвлекаемые запасы углеводородного сырья. Строительство сложных скважин требует разработки и применения нестандартного оборудования. Общепринятые скважинные операции уже не в состоянии решить те задачи, которые стоят перед нефтедобывающими

предприятиями. Если рассмотреть системы заканчивания скважин с МГРП, то ГНКТ – основной инструмент, отвечающий современным требованиям. Также актуально применение колтюбинговых технологий на зрелых месторождениях с низким пластовым давлением. С каждым годом доля таких месторождений только увеличивается, что ведет к возрастающему спросу на услуги колтюбинговых установок.

В настоящее время к основным видам деятельности ООО «ВЕТЕРАН» относятся глушение скважин, обработка призабойной зоны (ОПЗ) пласта скважин, капитальный ремонт скважин с применением комплекса ГНКТ (гибких насосно-компрессорных труб), а именно: фрезерование муфт МГРП (многостадийный гидроразрыв пласта), ГПП (гидропескоструйная перфорация), нормализация забоя и освоение скважин, проведение ОПЗ на ГНКТ, депарафинизация лифта НКТ и восстановление циркуляции скважин. Помимо этого, предоставляются услуги по хранению, приготовлению и транспортировке технологических жидкостей и транспортные услуги.

География услуг, предоставляемых компанией «ВЕТЕРАН», обширная и охватывает Республику Башкортостан, ХМАО, ЯНАО, Республику Саха (Якутия), Самарскую, Саратовскую и Оренбургскую области. Сотрудники «ВЕТЕРАНа» выполняли опытно-промышленные испытания различных технологий на месторождениях ПАО «Газпром», ПАО «Газпром нефть», ПАО «НК «Роснефть», ПАО «Татнефть», ПАО АНК «Башнефть», по результатам которых производили промышленное тиражирование передовых технологий.

На территории Оренбургской области ООО «ВЕТЕРАН» оказывает услуги по ОПЗ для АО «Оренбургнефть» (осуществляя половину операций в этом направлении), исполняет функции генерального подрядчика по глушению скважин и операций с технологическими жидкостями для АО «Оренбургнефть» и ООО «Газпромнефть-Оренбург», а также операций с применением комплекса ГНКТ для ООО «Газпромнефть-Оренбург» и



АО «Оренбургнефть». В статусе генерального подрядчика компания предлагает решения производственных вопросов процессов добычи нефти и газа. За эти годы реализовано множество совместных проектов и запущены инновационные технологии в области глушения скважин и обработки призабойной зоны пласта.

С 2021 года ООО «ВЕТЕРАН» оказывает услуги по испытанию горизонтальной скважины на Кутулукском лицензионном участке, которая является первой скважиной в рамках геологоразведочных работ по изучению трудноизвлекаемых запасов углеводородов доманиковых отложений Оренбургской области.

ООО «ВЕТЕРАН» активно развивает все виды сервисных услуг, оказываемых на объектах заказчиков, что позволило предприятию перейти на новую ступень развития в области нефтегазовых технологий. В процессе

технологического совершенствования не остаются без внимания производственная дисциплина и охрана труда, контроль за технологическими процессами. Результатом слаженной работы коллектива являются грамоты от генеральных заказчиков:

- «Лучшая подрядная организация по обработке призабойной зоны пласта», ПАО «НК «Роснефть», 2018 год;
  - «Лучшая подрядная организация по оказанию услуг с применением гибкой насосно-компрессорной трубы», ПАО «НК «Роснефть», 2018 год;
  - «Лучшая сервисная компания по сопутствующим операциям при ВСП по услуге глушение скважин и приготовление технологических жидкостей», ООО «Газпромнефть-Оренбург», 2020 год.
- Компания не собирается останавливаться



на достигнутом: продолжает реализовывать актуальные инновационные проекты для увеличения эффективности операций и поддержания конкурентоспособного уровня в сфере нефтегазовых технологий и услуг, расширяет географию своего присутствия. Для осуществления планов и решения поставленных задач ООО «ВЕТЕРАН» имеет все необходимые ресурсы (производственные, интеллектуальные, финансовые).

28 февраля 2022 года в торжественной обстановке приказом Министерства промышленности и энергетики Оренбургской области за большой вклад в развитие отрасли, высокие показатели производственной деятельности генеральному директору компании Д.Е. Степанову и другим сотрудникам ООО «ВЕТЕРАН» были вручены благодарственные письма министра промышленности и энергетики Оренбургской области.



## Уважаемые коллеги!

### Сердечно поздравляем с 25-летием!

Четверть века – это большой путь, и компания «ВЕТЕРАН» прошла его достойно, непрерывно наращивая свою мощь, внедряя прогрессивные технологии, привлекая новейшую технику, расширяя спектр оказываемых услуг.

Компания хорошо известна заказчикам из многих регионов России высочайшим качеством производимых работ. Когда нужно обслужить самые сложные скважины, зовут «ВЕТЕРАН». В журнале «Время колтюбинга. Время ГРП» регулярно появляются публикации об опыте использования колтюбинговых технологий «ВЕТЕРАНом».

Эта информация с огромным интересом встречается российским инженерным сообществом и способствует развитию всего отечественного сегмента нефтегазового сервиса.

С серебряным юбилеем, дорогой «ВЕТЕРАН»!

Новых свершений, технологий, заказчиков! Новых планов и перспектив – ведь 25 лет – совсем не ветеранский возраст!

Успехов и процветания!

*Редакция научно-практического журнала «Время колтюбинга. Время ГРП»*

# Пакерные технологии и оборудование, адаптированные к проведению работ с применением ГНКТ

Г.С. ГРЕЧИШНИКОВ, ведущий инженер-технолог службы развития техники и технологии ООО НПФ «Пакер»

Повышение продуктивности нефтяных и газовых скважин месторождений, находящихся на поздней, завершающей стадии эксплуатации или эксплуатирующих пласт с низкопроницаемым коллектором, напрямую связано с внедрением гидроразрыва пласта (ГРП). При проведении операции ГРП в призабойной зоне продуктивного пласта образуется разветвленная система дренирования за счет подачи под высоким давлением рабочей жидкости. Важным фактором, определяющим эффективность ведения технологического процесса, является надежность работы внутрискважинного оборудования, в особенности пакеров, применение которых необходимо, чтобы обеспечить целостность эксплуатационной колонны.

ООО НПФ «Пакер» образовано в 1992 году и на сегодняшний день является непрерывно развивающейся машиностроительной компанией – лидером на внутреннем рынке пакерно-якорного оборудования и стран СНГ. Компания занимается разработкой, производством, поставкой и сервисным обслуживанием внутрискважинного подземного оборудования практически для всех предприятий нефтегазового комплекса России и ближнего зарубежья. Предприятие производит оборудование, применяемое практически во всей номенклатуре внутрискважинных работ, в том числе и работ по проведению гидроразрыва пласта. Разработанные ООО НПФ «Пакер» конструктивные решения, позволяют проводить такие технологические операции, как большеобъемный и многостадийный гидроразрыв при давлении до 100 МПа.

Производитель осуществляет полный комплекс работ по инженерному сопровождению оборудования и технологий

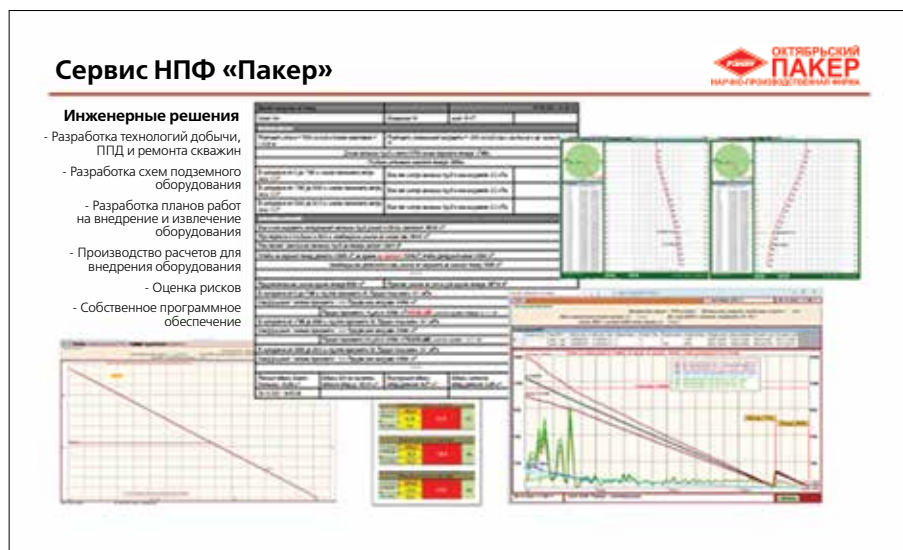


Рисунок 1 – Сервис НПФ «Пакер»

его применения, производит ремонт и постгарантийное обслуживание. При производстве инженерного сопровождения применяется собственное программное обеспечение АРТеС. Одной из его функций является расчет нагрузки для установки и срыва пакеров по фактическим данным скважины и применяемого оборудования. С помощью АРТеС выполняются гидравлические расчеты, которые позволяют повысить успешность операции ГРП и предусмотреть необходимые требования к оборудованию.

Пакеры линейки ПРО-ЯМО4-ЯГ4 разработаны специально для сегмента ГРП и колтюбинговых технологий. Их область применения – многократное проведение большеобъемного ГРП за одну спуско-подъемную операцию, проведение ГРП в хвостовиках скважин малого диаметра, кислотная обработка пласта под давлением и другие технологические операции.

Конструктивной особенностью данной линейки является увеличенный проходной канал – 76 мм для пакеров, применяемых в эксплуатационных колоннах Ø 140–146 мм, 88 мм для пакеров, применяемых в колоннах Ø 168 мм, и 100 мм для оборудования, применяемого в эксплуатационных колоннах Ø 178 мм.



**Рисунок 2 – Пакер ПРО-ЯМО4-ЯГ4**

Существует также малоразмерная модель пакера для производства технологических операций в хвостовиках Ø 114 мм с проходным каналом 55 мм. Увеличенный проходной канал пакера равен проходному диаметру технологической или эксплуатационной трубы, что позволяет использовать все преимущества при применении колтюбинга с использованием инструментов гидравлического действия через колонну труб и проводить практически все необходимые операции и типы ремонта скважин. В связи с тем, что ГРП с использованием проппанта для интенсификации добычи является наиболее широко применяемым методом в нефтегазодобывающих регионах по всей России, очистка ствола скважины после ГРП – это наиболее востребованный вид работ на ГНКТ, и конструкция пакера ПРО-ЯМО4-ЯГ4 позволяет получить значительную экономию времени и ресурсов за счет сокращения вспомогательных операций.

Конструктивные особенности серии ПРО-ЯМО4-ЯГ4:

- в конструкции пакера имеется цельный шток без механических выработок, что позволяет применять оборудование при повышенном



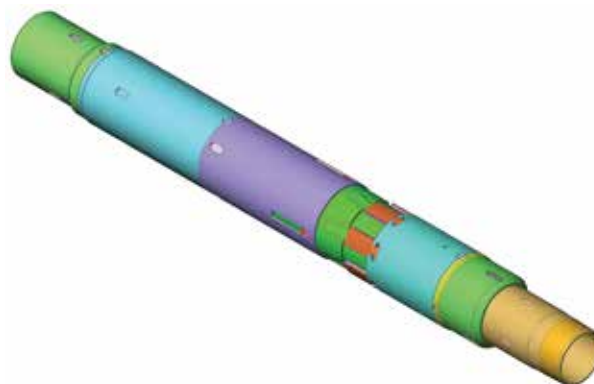
**Рисунок 3 – Якорь механический ЯМО4**

давлении до 100 Мпа, гарантируя надежность и прочность устройства;

- конструкция плашек обеспечивает повышенную

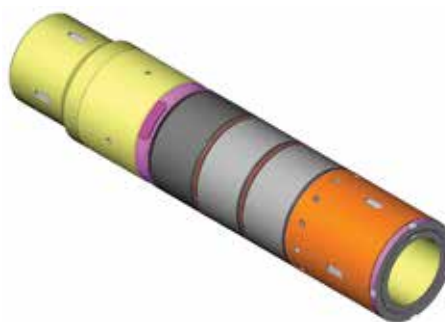
надежность сцепления якоря со стенками эксплуатационной колонны скважины и легкую распаковку без применения дополнительной растягивающей нагрузки;

- пакер устанавливается в скважине механически путем осевых перемещений колонны труб (не требует вращения НКТ), приводится в транспортное положение натяжением колонны труб. При подъеме колонны вверх пакер автоматически распаковывается и возвращается в транспортное положение;



**Рисунок 4 – Якорь гидравлический ЯГ4**

- удерживанию пакера от перемещения вверх служит верхнее гидравлическое заякоривающее устройство – гидравлический якорь, которое приводится в действие после пакеровки скважины путем создания внутритрубного давления;



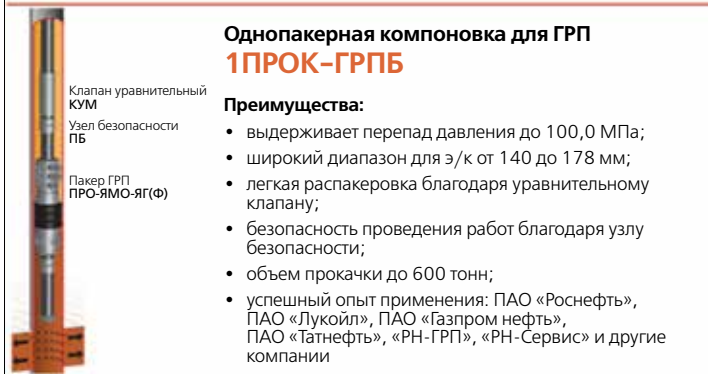
**Рисунок 5 – Узел уплотнения пакера ПРО-ЯМО4-ЯГ4**

конструкция плашек гидравлического якоря ЯГ4 минимизирует риск залипания или заклинивания из-за воздействия технологических жидкостей и механических примесей.

Конструкция оборудования предусматривает многократное действие за одну спуско-подъемную операцию.

Эффективность конструкции пакера подтверждена скважинными испытаниями в условиях месторождений ПАО «Татнефть»,

## Пакеры для ГРП



### Однопакерная компоновка для ГРП 1ПРОК-ГРПБ

#### Преимущества:

- выдерживает перепад давления до 100,0 МПа;
- широкий диапазон для э/к от 140 до 178 мм;
- легкая распаковка благодаря уравнительному клапану;
- безопасность проведения работ благодаря узлу безопасности;
- объем прокачки до 600 тонн;
- успешный опыт применения: ПАО «Роснефть», ПАО «Лукойл», ПАО «Газпром нефть», ПАО «Татнефть», «РН-ГРП», «РН-Сервис» и другие компании

**Рисунок 6 – Компоновка 1ПРОК-ГРПБ**

ПАО НК «Роснефть», ПАО «Газпром нефть», расположенных в Татарстане, Западной Сибири, а также успешным опытом эксплуатации нефтегазодобывающими и сервисными компаниями стран СНГ.

Из специализированного оборудования производства ООО НПФ «Пакер» собираются компоновки для производства определенных работ на скважине, ключевым элементом КПО является пакер.

Конструктивной особенностью пакера для ГРП линейки ПРО-ЯМО-ЯГ(Ф), входящего в состав компоновки 1ПРОК-ГРПБ (рис. 6), является наличие защиты штока и гидравлического якоря от размыва, что позволяет прокачивать через пакер до 600 тонн проппанта за операцию. Клапан уравнивающий механического действия (КУМ), предназначенный для выравнивания давления над- и подпакерного пространства за счет регулируемого усилия растяжения и сжатия колонны труб, обеспечивает безопасность снятия пакера после проведения операции по гидроразрыву пласта.

Компоновка защиты адаптера 1ПРОК-МГРП (рис. 7) применяется для защиты от гидродинамического воздействия подвески хвостовика при производстве ГРП скважины с боковым стволом. Компоновка обеспечивает проходной канал 76 мм для НКТ-89 и 100 мм для НКТ-114, узел фиксации предупреждает преждевременную установку пакера при спуско-подъемных операциях, а гидравлический якорь удерживает от незапланированной распаковки.

Компоновка изоляции адаптера 1ПРОК-СИАГ (рис. 8) предназначена для изоляции негерметичности подвески хвостовика адаптера и обеспечивает восстановление герметичности на одну спуско-подъемную операцию, сохраняя при этом проходное сечение 100 мм для спуска

## Изоляция негерметичности адаптера



### Компоновка изоляции адаптера

#### 1ПРОК-СИАГ

Предназначена для изоляции негерметичности подвески хвостовика адаптера

- восстановление герметичности подвески хвостовика за 1 СПО;
- применение в эксплуатационной колонне 178 мм;
- гидравлическая установка;
- сохранение проходного сечения компоновки 100 мм для спуска инструментов на НКТ или ГНКТ;
- сокращение затрат на РИР.



Успешный опыт применения  
Готово к проведению ОПИ

**Рисунок 8 – Компоновка 1ПРОК-СИАГ**

инструментов и проведения работ на НКТ и ГНКТ. Установка компоновки производится гидравлическим способом, что гарантирует герметичную посадку и успешное выполнение операции в горизонтальном участке скважины.

Из вышеизложенного следует, что востребованность технологий гидроразрыва пласта в РФ остается на высоком уровне и снижение в ближайшие годы не планируется, следовательно, растет актуальность технологий колтюбинга и оборудования, адаптированного к применению этих технологий. ООО НПФ «Пакер» является производителем указанного оборудования, обеспечивает полный жизненный цикл производимой номенклатуры изделий от разработки до ревизии и восстановления, включая подбор под конкретные скважинные условия, разработку порядка проведения и сопровождение работ, гарантийный и постгарантийный сервис и обслуживание. ☉

## Защита адаптера при производстве ГРП



### Компоновка защиты адаптера

#### 1ПРОК-МГРП

- Предназначена для защиты подвески хвостовика при производстве ГРП
- защита адаптера от гидродинамического воздействия ГРП;
- выдерживает перепад давления до 100,0 МПа;
- проходной канал компоновки 76 мм для НКТ89 и 100 мм для НКТ114;
- выдерживает объем прокачки проппанта более 900 тонн;
- узел фиксации предупреждает преждевременную установку пакера во время СПО;
- гидравлический якорь удерживает от незапланированной распаковки.



Успешный опыт применения  
Готово к проведению ОПИ

**Рисунок 7 – Компоновка 1ПРОК-МГРП**



на рынке пакерно-  
якорного  
оборудования



**ОКТЯБРЬСКИЙ  
ПАКЕР**  
НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ ФИРМА

## Приглашаем в нашу команду!

Мы ищем инициативных, добрых и энергичных людей, умеющих работать в команде, думать и учить других мыслить, доводить свои и чужие идеи до реального результата

### Нам требуются

#### В СЛУЖБУ РАЗВИТИЯ И ВНЕДРЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ:

- Руководитель направления **ГРП**
- Руководитель направления **МГРП и нижнего заканчивания**
- Руководитель направления **ГНКТ**
- Руководитель направления **Добыча газа и ПХГ**
- Руководитель направления **Механизированная добыча**
- Руководитель направления **Газлифтная добыча**
- Руководитель направления **КРС и Аварийные работы**
- Руководитель **бурового оборудования и технологий для бурения**
- Сервисный инженер

#### В СЛУЖБУ МАРКЕТИНГА:

- Маркетолог



Полный список  
вакансий на сайте:  
[npf-paker.ru/vacancy](http://npf-paker.ru/vacancy)



Книга об уникальном опыте  
построения культуры производства  
в российской компании



Узнать подробнее о книге  
и приобрести:  
[npf-paker.ru/skazki/](http://npf-paker.ru/skazki/)



ВСЕ, ЧТО НУЖНО ДЛЯ

**ЗАКУПКИ | ПРОДАЖИ | АРЕНДЫ | ОБСЛУЖИВАНИЯ**

НЕФТЕГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

@ceoaf

Сергей Ковалев

Если вы держите в руках журнал или читаете его онлайн, то, скорее всего, вы уже работаете в нефтегазовом секторе или планируете начать работать в нем в ближайшее время. Уже по этой причине наша статья будет для вас полезна, так как мы создали уникальный IT-продукт для нефтегазового рынка России и всего мира.

Абсолютно неважно, оператор вы или сервисная компания, производитель оборудования или дилер, вас объединяет одно – вы точно каждый день:

- обслуживаете оборудование;
- покупаете или продаете запасные части;
- оказываете услуги или ищете их;
- сдаете оборудование в аренду или арендуете, а возможно, вы делаете все одновременно.

**ЧТО ТАКОЕ ALL FOR OIL САМЫМИ ПРОСТЫМИ СЛОВАМИ**

**ALL FOR OIL** – это web-программа закупок, продаж и обслуживания нефтегазового оборудования.

После регистрации вы получаете доступ к ежедневно обновляемому:

- электронному каталогу оборудования, запчастей и сервисов;
- базе поставщиков и покупателей;
- новым заявкам и заказам;
- чек-листам – листам проверки и обслуживания оборудования;
- электронной библиотеке технической документации.

В **ALL FOR OIL** можно работать одному, вдвоем и даже большими отделами с десятками менеджеров.

**ЧТО ДЕЛАЕТ СИСТЕМА ALL FOR OIL:**

- Не продает и не покупает, а создает возможность для вас (покупатели и поставщики) найти друг друга.
- Хранит и обновляет электронный каталог товаров, базу поставщиков и покупателей нефтегазового рынка на английском, русском, испанском, арабском языках.
- Контролирует все этапы закупок – от создания заявки до получения товара на склад.
- Контролирует все этапы продажи – от предоставления коммерческих предложений до отгрузки товара покупателю.
- Позволяет сформировать заявки на токарные услуги с возможностью отправки чертежей и технических заданий.
- Помогает контролировать выполнение планового, внепланового технического обслуживания вашего оборудования с контролем списания и пополнения склада запчастей.
- Продвигает ваши товары и услуги путем ускоренной продажи.
- Показывает ваши товары всему миру и всем поставщикам.
- Ведет электронную библиотеку технической документации – инструкции, чертежи, справочники.

## КОМУ ПОДОЙДЕТ ALL FOR OIL

В ALL FOR OIL прекрасно понимают, что весь бизнес держится на **контроле** (автоматизации) бизнес-процессов и **ОПТИМИЗАЦИИ ЗАТРАТ**. По этой причине система идеально подходит как для B2B-сегмента (бизнес для бизнеса), так и для B2C (бизнес для потребителя).



@ALLFOROIL

Если вы компания или частное лицо и:

**Только покупаете** | от одной заявки в неделю – агрегатор **ALL FOR OIL** будет отличным помощником, позволяющим увидеть все возможности поставщиков с получением массы коммерческих предложений. Вы не ограничены в заявках, все покупатели работают в бесплатном режиме.

**Только продаете** | **ALL FOR OIL** открывает для вас двери ко всем нефтегазовым компаниям в России и не только. В один клик вы можете выбрать поставляемые бренды или товары, страны, с которыми вы работаете, – далее система начнет формировать заказы для вас. Каждый месяц мы дарим два лида (заказа), что позволит вам опробовать работу программы в бесплатном режиме.

**Только обслуживаете оборудование** | с помощью **ALL FOR OIL** вы сможете следить за состоянием и проводить регламентированное и внеплановое обслуживание вашего оборудования на базе готовых чек-листов. Это не только автомобильный транспорт, но и внутрискважинное оборудование, гидравлика – все то, что требует ремонта.

**Вы покупаете | продаете | обслуживаете оборудование** | программа **ALL FOR OIL** будет для вас эффективна, так как все три действия вы можете делать в рамках одного личного кабинета.

## КАК ЭТО РАБОТАЕТ

После регистрации в программе и заполнения профиля вам открывается выбор, в какой области вести работу: закупка | продажа или обслуживание оборудования.

Рассмотрим каждый из них подробнее.

**ЗАЯВКИ** | Создание заявки на закупку с возможностью включения в нее различных групп товаров. Система **ALL FOR OIL** самостоятельно распределит заявку по профильным поставщикам. Например: фильтры, подшипники, внутрискважинное оборудование и токарный сервис могут быть в одной заявке, наш агрегатор самостоятельно направит заявку на родном языке профильного контрагента.

При добавлении ваших поставщиков в систему во время следующих заказов **ALL FOR OIL** автоматически отправит заявку вашим поставщикам.

Внутри блока заявок возможен просмотр коммерческих

предложений, выбор поставщика, получение счетов и отслеживания доставки.

**ЗАКАЗЫ** | В этом блоке вы видите все новые заказы от покупателей, при заинтересованности предоставляете коммерческое предложение, отправляете счета или информацию по отгрузке. Все этапы по продаже вы ведете в программе **ALL FOR OIL**.

**ОБСЛУЖИВАНИЕ ОБОРУДОВАНИЯ** | Этот блок будет полезен тем, кто хочет контролировать техническое состояние поверхностного, навесного и внутрискважинного оборудования. На базе готовых чек-листов вы получаете:

- график технического обслуживания собственного, арендованного и сервисного оборудования;
- контроль объема выполняемых ТО;
- потребность и расход запасных частей;
- возможность проведения ТО на устройствах (компьютере, планшете, телефоне);
- согласование проведенного обслуживания;
- заказ необходимых запчастей и материалов на платформе **ALL FOR OIL**.

**ОБЪЯВЛЕНИЯ** | Данный блок подойдет для пользователей, желающих улучшить продажи путем публикации товаров на основной странице **ALL FOR OIL** в блоках «Лучшие предложения» и «Новые товары». Пользователи, имеющие невостребованные или бывшие в употреблении товары на складах, с легкостью могут показать их нефтегазовому миру через объявления или поставляемые товары.

Вы всегда можете связаться со службой технической поддержки, мы подскажем, как лучше продать нужное и ненужное оборудование: [p.veber@a-f-o.ru](mailto:p.veber@a-f-o.ru)

**КАТАЛОГ** | Тут мы храним всё оборудование, запчасти, сервисы, имеющиеся у нас в системе. Мы открыто показываем количество поставщиков, рейтинг товара, отзывы других пользователей. Вы можете оставить заявку на загрузку вашего бренда и оборудования. Команда **ALL FOR OIL** совместно с вами определит целевую аудиторию и загрузит товары на четырех языках: английском, русском, испанском, арабском. Оставьте заявку через сайт или напишите нам на [upload@a-f-o.ru](mailto:upload@a-f-o.ru).



ALLFOROIL

ALL FOR OIL СЕГОДНЯ  
40 171 товар  
552 бренда  
1670 поставщиков  
[www.a-f-o.ru](http://www.a-f-o.ru)

# ИННОВАЦИИ В ОБЛАСТИ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ INNOVATIONS IN REMEDIAL OPERATIONS

## НОВЫЕ ПОДХОДЫ К СОПРОВОЖДЕНИЮ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ

К.В. Дмитриев, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»  
«ПермНИПИнефть»

Обработка больших объемов воды является дорогостоящим процессом, и необходимость подобных работ вызвана «жизненным» циклом скважины. Контроль добычи воды варьируется от относительно простых операций по изоляции нижних интервалов до более сложного избирательного снижения фазовых проницаемостей.

Неодинаковость причин возникновения прорыва посторонних вод в процессе эксплуатации скважины позволяет использовать единые подходы к решению этих проблем.

Учитывая различия в решении проблем обводнения, особое внимание инженеров-разработчиков приковано к химическим методам ограничения прорыва воды и газа, и важную роль в повышении качества проведения ремонтно-изоляционных работ (РИР) и снижения затрат на реализацию малоэффективных технологий играет этап проведения лабораторных исследований. В связи с этим актуальным является достоверная и комплексная оценка реагентов и технологий.

В данной работе основное внимание будет уделено фильтрационным испытаниям, химико-аналитические исследования будут затронуты вскользь.

Не существует единых стандартов к проведению фильтрационных испытаний. При изучении трудов отечественных и зарубежных исследователей можно отметить, что для лабораторного моделирования используются разные модели пористых сред различных геометрических размеров.

В филиале ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми реализуется Программа научно-инженерного сопровождения опытно-промышленных работ, включающая химико-аналитические исследования, фильтрационные испытания на керновых моделях в моделируемых термобарических условиях и инженерное сопровождение при проведении работ на скважинах [1].

За время функционирования программы были разработаны и внедрены комплексные методические руководства по тестированию реагентов в зависимости от цели применения: выравнивание профиля приемистости, ограничение водопритока в добывающих скважинах, ликвидация заколонной циркуляции и негерметичности эксплуатационной колонны.

Для комплексной оценки реагентов на первом этапе исследований проводятся химико-аналитические

## NOVEL APPROACHES TO REMEDIAL OPERATIONS

K.V. Dmitriev, PermNIPIneft, LUKOIL-Engineering  
LLC branch

Processing large volumes of produced water is an expensive operation. The need for such work is caused by the “life cycle” of the well. The operations for controlling water production ranges from relatively simple operations to isolate the lower intervals to more complex operations to selectively reduce phase permeabilities.

The heterogeneity of the reasons for water breakthrough during the well operation allows for using unified approaches to solving these problems.

Given the differences in approaches for limiting water and gas breakthrough, the special attention of development engineers is focused on chemical methods. The laboratory research stage plays an important role in improving the quality of remedial operations and reducing the cost of implementing inefficient technologies. In this regard, a reliable and comprehensive assessment of chemical reagents and technologies is relevant.

This paper focuses on filtration tests, chemical-analytical studies will also be mentioned.

There are no uniform standards for filtration testing. Analysis of domestic and foreign papers shows that different models of porous media of various geometric sizes are used for laboratory testing.

“PermNIPIneft” (branch of «LUKOIL-Engineering» LLC in Perm city) is implementing a program of scientific and engineering support for field trial, including chemical and analytical researches, filtration tests on core models in simulated thermobaric conditions, and engineering support during field operations [1].

During the program, comprehensive methodological guidelines for testing reagents were developed and implemented depending on the purpose of the application: conformance control, limiting water inflow in production wells, eliminating behind-the-casing flow and production string leakage.

For a comprehensive assessment of reagents, at the first stage of research, chemical-analytical tests are carried out, including the determination of physical and chemical properties, thermal stability, the influence of formation fluids, etc.

If the reagents meet the established criteria, the

испытания, включающие определение физико-химических свойств, термостабильности, влияния пластовых флюидов и др.

В случае соответствия реагентов установленным критериям следующим этапом идут исследования в моделируемых пластовых условиях.

Аналогично химико-аналитическим исследованиям в зависимости от целей применения реагента выполняются фильтрационные испытания.

Общим для всех видов фильтрационных исследований является использование реального кернового материала и флюидов с планируемых объектов опытно-промышленных работ, а также тщательный выбор и подготовка моделей пласта. В качестве моделей пласта используются керновые модели и/или модели с искусственно созданной трещиной (цементные или керновые).

Необходимость применения моделей с искусственной трещиноватостью зачастую обусловлена отсутствием кернового материала, реально отражающего фильтрационные свойства объекта, и проблемами, которые должно решить применение технологии.

В зависимости от направленности реагента в качестве моделей с искусственной трещиноватостью используются керновые образцы с абсолютной проницаемостью менее 0,001 мД или цементные образцы.

Трещина создается путем продольного распила образца на равные части. Для предотвращения смыкания трещины при моделировании термобарических условий получившиеся части образца смещаются по оси трещины друг от друга на 5 мм, торцевые поверхности образца подвергаются шлифовке до уровня  $\pm 0,05$  мм. Далее на получившиеся части образца наносятся борозды в продольном и поперечном направлении глубиной до 1,5 мм.

Анализируя собственный опыт, литературные источники и эффективность на скважинах, была выявлена потребность в уточнении нескольких факторов: первое – это изучение отвердевания/гелеобразования в присутствии буферных жидкостей и пластовых флюидов, второе – максимальное моделирование всего технологического процесса работ на скважинах.

Для максимального приближения к техническому процессу на скважинах был разработан новый подход с использованием фильтрационной ячейки. Ячейка представляет собой насыпную модель, состоящую из дезинтегрированного кернового материала с перфорированной эксплуатационной колонной. Проведение испытаний планируется в следующей последовательности:

- моделирование интервала негерметичности (обводнение ячейки);
- закачка состава в соответствии с техническими условиями;
- выдержка на отвердевание/гелеобразование в присутствии пластовых флюидов и буферных жидкостей;
- разбуривание эксплуатационной колонны;
- подтверждение герметичности эксплуатационной колонны.

next stage is research under simulated reservoir conditions.

Similarly to chemical-analytical studies, filtration tests are performed depending on the purpose of applying the reagent.

For all types of filtration tests, it is common to use field core samples and fluids from the planned trial job locations. It is also important to carefully select and prepare reservoir models. Core models and/or models with an artificially created fracture (cement or core) are used as reservoir models.

Models with artificial fracturing are often used due to the lack of core samples that show real filtration properties of the reservoir and the problems that the technology should solve.

Core samples with an absolute permeability of less than 0.001 mD or cement samples are used as models with artificial fracturing depending on the direction of the reagent.

The fracture is created by sawing the sample longitudinally into equal parts. To prevent fracture closure when simulating thermobaric conditions, the parts of the sample are displaced from each other along the fracture axis by 5 mm, the end surfaces of the sample are polished to a level of  $\pm 0.05$  mm. Further, grooves are applied to the parts of the sample in the longitudinal and transverse directions with a depth of up to 1.5 mm.

Analysis of PermNIPIneft experience, literary sources and well performance showed that it was necessary to clarify several factors: the first is the study of solidification / gelation in the presence of buffer fluids and reservoir fluids, the second is the maximum simulation of the entire technological process of wells.

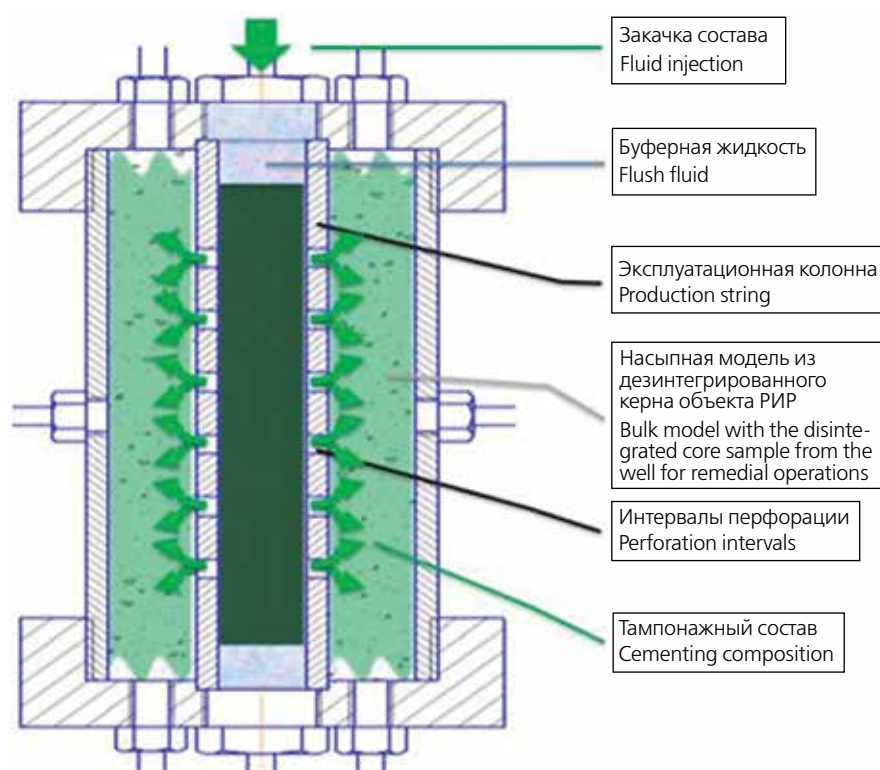
In order to accurately simulate well conditions, a new approach was developed using a filtration cell. The cell is a bulk model consisting of disintegrated core sample with a perforated production string. Testing is planned to be conducted in the following sequence:

- simulation of the leak interval (watering of the cell);
- injection of the composition in accordance with the technical conditions;
- simulation of solidification/gelation in the presence of reservoir fluids and buffer fluids;
- drilling out the production string;
- confirmation of tightness of the production string.

Due to the complexity of the process, this type of experiment is supposed to be carried out after obtaining positive results on single models and in no case is considered as a replacement for real core samples.

The main result of using such models will be the maximum approximation to the treatment procedure on wells with the assessment of composition solidification in the presence of reservoir fluids and buffer fluids and possible risks of leaks when drilling out the production string.

The proposed approach will make it possible to



**Рисунок 1 – Схема фильтрационной ячейки**  
**Figure 1 – Filtration cell schematic**

Ввиду трудоемкости процесса проведение данного вида экспериментов предполагается после получения положительных результатов на одиночных моделях и ни в коем случае не рассматривается, как замена реальному керновому материалу.

Основным результатом использования подобных моделей будет максимальное приближение к процедуре обработки на скважинах с оценкой отвердевания состава в присутствии пластовых флюидов и буферных жидкостей и возможных рисков возникновения негерметичности при разбуривании эксплуатационной колонны.

Предложенный подход позволит сформировать комплексное заключение об эффективности реагентов РИР как при проведении работ по изоляции обводненного пласта, так и по ликвидации заколонной циркуляции и негерметичности эксплуатационной колонны.

### ОБЛЕГЧЕННАЯ КОРРОЗИОННО-СТОЙКАЯ ТАМПОНАЖНАЯ СМЕСЬ ДЛЯ КРЕПЛЕНИЯ ВЫСОКОПРОНИЦАЕМЫХ ГОРНЫХ ПОРОД, ВМЕЩАЮЩИХ АГРЕССИВНЫЕ ФЛЮИДЫ

С.В. Каменских, Н.М. Уляшева, А.М. Вороник, ФГБОУ ВО «Ухтинский государственный технический университет»

Крепление обсадных колонн в интервалах высокопроницаемых горных пород, вмещающих сероводород ( $H_2S$ ) и углекислый газ ( $CO_2$ ), довольно часто сопровождается поглощениями тампонажного раствора, заколонными и межпластовыми перетоками, ускоренным разрушением цементного камня.

Все это предопределяет пересмотр традиционных подходов к креплению скважин и разработку

form a comprehensive conclusion on the remedial reagents' effectiveness both for isolation of a watered reservoir, and for elimination of behind-the-casing flow and leaks in the production string.

#### ЛИТЕРАТУРА/REFERENCES

1. Путилов И.С., Барковский Н.Н., Якимов О.И., Чабина Т.В., Черепанова Н.А. Комплексный подход к лабораторным исследованиям химических реагентов, применяемых для регулирования охвата пластов заводнением//Нефтяное хозяйство. – 2017.

### LIGHTWEIGHT CORROSION-RESISTANT CEMENTING SOLUTION FOR HIGHLY PERMEABLE ROCKS WITH AGGRESSIVE FLUIDS

S.V. Kamenskikh, N.M. Ulyasheva, A.M. Voronik, Ukhita State Technical University

Cementing of casing strings in the intervals of highly permeable rocks containing hydrogen sulfide ( $H_2S$ ) and carbon dioxide ( $CO_2$ ) is quite often associated with losses of cementing solution, behind-the-casing and interzonal flows, and accelerated cement destruction.

All this predetermines the revision of conventional approaches to cementing and the development of new formulations of cement solutions that can simultaneously prevent losses in highly permeable rocks and form a corrosion-resistant and durable cement stone in aggressive environments.

A formula for a lightweight corrosion-resistant cement solution (RU No. 2741890 C2) was developed at the Drilling Department of USTU [1, 2]. This solution includes Portland I-G SS-1 (binder) cement, granulated foam glass – GPS ("TIGI Kramer" LLC), expanding additive – DR-100 (specifications 2458-077-97457491-2012) and gas blocker – gas block (specifications 2458-055-40912231-2009).

Portland I-G SS-1 cement contains a small amount of free  $CaO$  (0.3%) in clinker, which does not cause expansion of cement stone samples leading to its destruction. This cement helps to reduce the rate of hydrolysis of the structure of stone elements when exposed to aggressive media [3–5]. The low content of calcium aluminates and alkaline compounds in the mineralogical composition of the cement gives the stone corrosion resistance. According to [3], the limitation of the tricalcium aluminate phase and the amount of free  $CaO$  contributes to an increase in the corrosion resistance of sulfate-resistant cement under conditions of hydrogen sulfide aggression. Portland I-G SS-1 is a pure clinker cement which is compatible with most reagents that allow to provide the required technological and rheological

новых рецептур тампонажных растворов и смесей, способных одновременно предупреждать поглощения в высокопроницаемых горных породах и формировать в агрессивных средах коррозионно-стойкий и долговечный цементный камень.

На кафедре бурения УГТУ [1, 2] разработана рецептура облегченной коррозионно-стойкой тампонажной смеси (RU № 2741890 C2), в состав которой входят цемент марки ПЦТ I-G CC-1 (вяжущий материал), гранулированное пеностекло – ГПС (ООО «ТИГИ Крамер»), расширяющая добавка – ДР-100 (ТУ 2458-077-97457491-2012) и газоблокатор – газблок (ТУ 2458-055-40912231-2009).

Цемент марки ПЦТ I-G CC-1 содержит малое количество свободного CaO (0,3%) в клинкере, что не вызывает расширение образцов цементного камня, приводящее к его разрушению, и способствует уменьшению скорости гидролиза структуры элементов камня при воздействии агрессивных сред [3–5]. Низкое содержание алюминатов кальция и щелочных соединений в минералогическом составе цемента наделяет камень коррозионной стойкостью. По данным [3], ограничение фазы трехкальциевого алюмината и количества свободного CaO способствует увеличению коррозионной стойкости сульфатостойкого цемента в условиях сероводородной агрессии. Являясь чисто клинкерным цементом, ПЦТ I-G CC-1 совместим с большинством реагентов, которые позволяют обеспечить требуемые технологические и реологические характеристики тампонажного раствора.

Наиболее эффективным способом увеличения коррозионной стойкости цементного камня является снижение его пористости и проницаемости [3–5], в том числе путем использования газоблокаторов, в качестве которого используется газблок, представляющий собой реагент на основе синтетических сульфированных полимеров. Анализ результатов исследований [1] показывает, что тампонажные смеси, обработанные реагентом газблок, обладают пониженной фильтрацией и повышенной прочностью по отношению к базовому цементу ПЦТ I-G CC-1. При растекаемости цементного раствора ПЦТ I-G CC-1 с газблоком 19,75–23,25 см водоотделение практически отсутствует, что свидетельствует о высокой седиментационной и суффозной устойчивости данной тампонажной смеси. Это обусловлено способностью высокодисперсных частиц газблока структурировать значительные объемы свободной воды (жидкости затворения) на ранних стадиях гидратации. Этим эффектом объясняется и снижение фильтрации цементной смеси. Низкое содержание свободной воды (пониженное водоотделение) благоприятно сказывается на гидравлической изоляции при цементировании, обеспечивает предсказуемое поведение в течение всего времени закачки и продавки, исключая седиментацию и расслоение, обеспечивая высокую прочность, газо- и водонепроницаемость.

Гранулированное пеностекло (ГПС) используется в качестве облегчающей добавки и обеспечивает не только снижение плотности, но и эффективную кольматацию высокопроницаемых горных пород. С целью усиления кольматирующего эффекта и исключения усадки (контракции) цементного камня тампонажный раствор

characteristics of the cement solution.

The most effective way to increase the corrosion resistance of the cement stone is to reduce its porosity and permeability [3–5] by using gas blockers based on synthetic sulfonated polymers. Analysis of research results [1] shows that cement solutions treated with gas block reagent have reduced filtration ability and increased strength as compared to the base Portland I-G SS-1 cement. When Portland I-G SS-1 cement solution is poured on the gas block with the spreadability of 19.75–23.25 cm – there is practically no water separation which indicates a high sedimentation and suffusion stability. This is due to the ability of highly dispersed particles of the gas block to structure significant volumes of free water (mixing liquid) in the early stages of hydration. This effect also explains the decrease in the filtration of the cement solution. Low free water content (reduced water separation) is beneficial to hydraulic isolation during cementing. It also provides predictable behavior throughout the injection and displacement eliminating sedimentation and separation and providing high strength, gas and water permeability.

Granular foam glass is used as a fluxing additive that provides not only a decrease in density, but also an effective clogging of highly permeable rocks. In order to enhance the clogging effect and exclude shrinkage (contraction) of the cement stone, the cement solution is additionally treated with an expansion additive (DR-100). As a result, the research provided the patterns of changes in the main technological parameters of cement solutions – concentration (6–12%) and dispersion (0.1–1.0  $\mu\text{m}$ ) of the foam glass [6]. The corrosion resistance of the cement stone was evaluated with the corrosion resistance coefficient [5]. The experiments [7] established that the following grades of cement solutions have the highest strength and increased corrosion resistance coefficient: Portland I-G CC-1, gas block and expansion additive with 6 and 8% granular foam glass with a dispersion of 0.1–0.3 and 0.25–0.5  $\mu\text{m}$ .

The results of studies [8] made it possible to determine and evaluate the physical and mechanical properties of the cement stone. Analysis showed that the stone has a relatively low porosity and permeability that slightly exceeds the parameters of the base Portland I-G SS-1 cement without additives which has a positive effect on the corrosion resistance of the cement stone to all mineral aggressive media according to [3–5]. Functional relationships have been established between the physical and mechanical parameters of the cement stone thus enabling to determine and predict the current cement characteristics (strength, porosity, permeability) in the annulus according to logging data (acoustic cement logging and electrometry in a cased well) [9]. This provides the ability to evaluate the quality of cementing and make timely decisions on the current workover operations.

Thus, the studies established that the cement

дополнительно обрабатывается расширяющей добавкой (ДР-100). В результате проведенных исследований установлены закономерности изменения основных технологических параметров тампонажной смеси от концентрации (6–12%) и дисперсности (0,1–1,0 мкм) ГПС [6]. Коррозионная стойкость камня оценивалась коэффициентом коррозионной стойкости (ККС) [5]. Проведенные эксперименты [7] позволили установить, что наибольшей прочностью и повышенным ККС обладает тампонажный камень смесей: ПЦТ I-G CC-1, газблок и ДР с добавками 6 и 8% ГПС дисперсностью 0,1–0,3 и 0,25–0,5 мкм.

Результаты исследований [8] позволили определить и оценить физико-механические свойства цементного камня. Анализ результатов показал, что камень обладает относительно малой пористостью и проницаемостью, несколько превышающей параметры базового цемента ПЦТ I-G CC-1 без добавок, что, согласно [3–5], положительно влияет на коррозионную стойкость камня ко всем минеральным агрессивным средам. Между физико-механическими параметрами цементного камня установлены функциональные связи, которые позволяют определять и прогнозировать текущие характеристики камня (прочность, пористость, проницаемость) в заколонном пространстве по данным геофизических исследований (акустическая цементметрия и электрометрия в обсаженной скважине) [9], что дает возможность оценить качество цементирования и принимать своевременные решения о проведении текущего ремонта скважины.

Таким образом, проведенные исследования позволили установить, что цементный камень разработанной тампонажной смеси обладает коррозионной стойкостью, пониженной плотностью и проницаемостью. Это позволяет использовать ее при цементировании высокопроницаемых горных пород, вмещающих агрессивные флюиды. Наибольшей коррозионной стойкостью обладает состав с добавками 6 и 8% ГПС дисперсностью 0,1–0,3 и 0,25–0,5 мкм. Установленные функциональные связи технологических параметров цементного камня от концентрации и дисперсности ГПС позволяют определять и прогнозировать текущие характеристики камня в заколонном пространстве по данным геофизических исследований.

## РАЗРАБОТКА КОМПОЗИЦИОННЫХ МАТЕРИАЛОВ ВОДОИЗОЛЯЦИОННОГО НАЗНАЧЕНИЯ И ИХ ПРИМЕНЕНИЕ В УСЛОВИЯХ БЕЛОРУССКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

А.В. Антусёва, РУП «Производственное объединение «Белоруснефть», «БелНИПИнефть»; Е.Ф. Кудина, Белорусский государственный университет транспорта; Д.В. Ткачёв, РУП «Производственное объединение «Белоруснефть», «БелНИПИнефть»

В сложных геолого-физических условиях нефтеносных залежей белорусских месторождений (высокая фильтрационная неоднородность, сложное строение пустотного пространства, низкопроницаемые нефтяные коллекторы) перспективным способом осуществления высокоэффективных работ с целью увеличения нефтедобычи является применение

stone of the developed cement mixture has corrosion resistance, reduced density and permeability which enables to use it for cementing in highly permeable rocks containing aggressive fluids. The composition with the addition of 6 and 8% of foam glass with a dispersion of 0.1–0.3 and 0.25–0.5  $\mu\text{m}$  has the highest corrosion resistance. The established functional relationships between the technological parameters of the cement stone and the concentration and dispersion of the foam glass provide the ability to determine and predict the current characteristics of the cement stone in the annulus according to logging data.

## ЛИТЕРАТУРА/REFERENCES

1. Вороник А.М. Крепление скважин в высокопроницаемых горных породах в условиях сероводородной агрессии/А.М. Вороник, С.В. Каменских, Ю.Л. Логачев, Н.М. Уляшева// Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море: Научно-технический журнал. – Москва: ВНИИОЭНГ. – 2016. – № 4. – С. 34–38.
2. Kamenskikh S., Ulyasheva N., Buslaev G., Voronik A., Rudnitskiy N. Research and development of the lightweight corrosion-resistant cement blend for well cementing in complex geological conditions//SPE 191509-MS/SPE Russian Petroleum Technology Conference. – Moscow, Russia, 15-17 October. – 2018. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/191509-18RPTC-RU.
3. Агзамов Ф.А. Долговечность тампонажного камня в коррозионно-активных средах/Ф.А. Агзамов, Б.С. Измухамбетов. – СПб: ООО «Недра», 2005. – 318 с.
4. Булатов А.И. Детективная биография герметичности крепи нефтяных и газовых скважин. 3-е изд. – Краснодар: Просвещение-Юг, 2009. – 934 с.
5. Данюшевский В.С., Алиев Р.М., Толстых И.Ф. Справочное руководство по тампонажным материалам. – Москва: Недра, 1987. – 373 с.
6. Вороник А.М. Исследование технологических свойств и параметров облегченной коррозионно-стойкой тампонажной смеси/А.М. Вороник, С.В. Каменских, Н.М. Уляшева//Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море: Научно-технический журнал. – Москва: ВНИИОЭНГ. – 2018. – № 2. – С. 29–35.
7. Вороник А.М. Определение коррозионной стойкости цементного камня облегченной тампонажной смеси/А.М. Вороник, С.В. Каменских, Н.М. Уляшева// Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море: Научно-технический журнал. – Москва: ВНИИОЭНГ. – 2018. – № 11. – С. 28–33.
8. Вороник А.М. Оценка физико-механических свойств облегченного коррозионно-стойкого цементного камня/А.М. Вороник, С.В. Каменских, В.Н. Печерин, Н.М. Уляшева, Е.В. Шаров//Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море: Научно-технический журнал. – Москва: ВНИИОЭНГ. – 2018. – № 9. – С. 35–41.
9. Каменских С.В. Оценка качества (герметичности) крепления и физико-механических свойств цементного камня в заколонном пространстве/С.В. Каменских, Н.М. Уляшева, И.Ф. Чупров//Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море: Научно-технический журнал. – Москва: ВНИИОЭНГ. – 2019. – № 8. – С. 17–21

## COMPOSITE MATERIALS DEVELOPMENT FOR REMEDIAL OPERATIONS AND APPLICATION IN THE CONDITIONS OF BELARUSIAN DEPOSITS

A.V. Antuseva, RUP Production Association Belorusneft,

гелеобразующих материалов на основе дисперсного гидросиликата натрия (ДГСН). ДГСН – реагент, крупнотоннажно выпускаемый в РБ (ОАО «Домановский производственно-торговый комбинат», ТУ ВУ 200101299.003-2009), обладающий более высокой технологичностью, обеспечивающий упрощение работы с ее компонентами при транспортировке, хранении, в том числе в зимнее время года, по сравнению с известными аналогами. Достоинствами составов являются высокая проникающая способность растворов композиций и термостойкость образующихся гелей. Преимуществами данных материалов является высокая прочность образующего геля, а также доступность и низкая стоимость исходного сырья.

Применение в составе композиций в качестве модификаторов кислот позволяет расширить функциональные возможности гелей на основе водного раствора ДГСН, обеспечивая формирование гелей с однородной равномерной структурой в условиях высоких температур и минерализации пластовых вод при регулируемом времени гелеобразования. Установлена перспективность применения для получения новых водоизолирующих материалов модифицированных бинарных растворов на основе ДГСН и сульфаминовой кислоты. Однако введение в качестве модификаторов кислот способствует образованию прочного, но в то же время достаточно хрупкого материала. Содержание в составе композиции органического полимера позволяет снизить хрупкость формируемых кремнегелей и обеспечить пластичность.

Показана эффективность при введении в состав гелеобразующей композиции в качестве органического модификатора водорастворимых полимеров, в частности, наиболее распространенных полиакриламидов (ПАА), широко применяемых в технологиях повышения нефтеотдачи пластов.

Целью работы было исследование влияния типа и концентрации органических полимерных модификаторов на физико-химические и механические свойства композиционных материалов на основе раствора дисперсного гидросиликата натрия и получение стабильных многокомпонентных водных растворов, эффективных в технологиях повышения нефтеотдачи пластов в условиях повышенных температур (до 100 °С).

В качестве органических полимерных модификаторов гелеобразующих композиций выбраны полиакриламиды производства компании SNF Floerger (Франция), отличающиеся структурными и физико-химическими характеристиками (различная молекулярная масса, степень анионности, тип ионогенного акрилового мономера), введенные в композиционный водный раствор в определенных концентрационных соотношениях. Используя ПАА, отличающиеся по структуре и химическим свойствам, можно регулировать технологические и структурно-механические показатели гелеобразующих материалов и их термическую устойчивость.

Представлен подробный способ приготовления композиционного материала при получении агрегативно устойчивого раствора связующего и однородного гелеобразующего состава.

In difficult geological and physical conditions of oil deposits of Belarusian fields (high filtration heterogeneity, complex structure of the pore space, low-permeability oil reservoirs), a promising way to carry out highly efficient operations and increase oil production is the use of gel-forming materials based on dispersed sodium hydrosilicate (DSHS). DSHS is a reagent produced on a large scale in the Republic of Belarus (Domanovsky Production and Trade Plant JSC, TC BY 200101299.003-2009), which has a higher manufacturability. The DSHS components are easier to be transported and stored in the winter as compared with other known analogues. The resulting gels have high permeability and thermal stability. The advantages of these materials are: high gel strength, availability and low cost of the feedstock.

The use of acids as modifiers in the composition makes it possible to expand the functionality of gels based on an aqueous DSHS solution. Acids provide gel formation with a uniform flat structure under conditions of high temperatures and salinity of formation waters with a controlled gelation time. Modified binary solutions based on DSHS and sulfamic acid can be used for preparation of new water-shutoff agents. However, using acids as modifiers results in a strong, but at the same time brittle material. Organic polymer in the composition enables to reduce the fragility of the formed silica gels and ensure plasticity.

Introduction of water-soluble polymers (in particular, the most common polyacrylamides (PAA) which are widely used in enhanced oil recovery technologies) into the gel-forming composition as an organic modifier is proven to be effective.

The objective was to study the effect of the type and concentration of organic polymer modifiers on the physical-chemical and mechanical properties of composite materials based on a solution of dispersed sodium hydrosilicate and to obtain stable multicomponent aqueous solutions that are effective in enhanced oil recovery technologies at high temperatures (up to 100 °C).

Polyacrylamides manufactured by SNF Floerger (France) were chosen as organic polymer modifiers for gel-forming compositions. These modifiers with different structural and physical-chemical characteristics (different molecular weight, anionicity, type of ionogenic acrylic monomer) were introduced into the composite aqueous solution in certain concentration ratios. Polyacrylamides with different structure and chemical properties provide the ability to control the technological and structural-mechanical parameters and thermal stability of gel-forming materials.

The paper presents a detailed method for preparation of a composite material for aggregative

Приведен сравнительный анализ влияния типа полимерных модификаторов на изменение эффективной вязкости при различной скорости сдвига ( $1-100 \text{ c}^{-1}$ ) композиционного раствора и структурно-механических свойств образованных материалов. Установлено, что наиболее эффективным полимерным модификатором процесса гелеобразования раствора ДГСН при получении геля с высокими физико-механическими свойствами, устойчивым при высоких температурах, является водорастворимый полиакриламид сульфонируемого типа.

Получены составы гелеобразующих композиций и установлены оптимальные концентрации полимерных модификаторов, которые обеспечивают эффективность при применении в геолого-физических условиях белорусских нефтяных месторождений. Экспериментально установлено, что наиболее высокая прочность геля достигается при модифицировании состава полимером в количестве 0,1%. Модифицирование гелеобразующей композиции позволяет увеличить прочность сформированного геля до 3910 Па, что на 5% выше прочности исходного геля (3770 Па при проникновении индентора на глубину 4 мм). Дальнейшее повышение концентрации полиакриламида в составе композиции приводит к снижению прочности геля на основе дисперсного гидросиликата натрия и сульфаминовой кислоты.

Эффективность водоизолирующего действия разработанного состава подтверждена результатами фильтрационных экспериментов на водонасыщенных керновых моделях карбонатного пласта. Установлено, что гидроэкранный, формирующийся при прокачивании композиции через модель пласта, оказывает высокое остаточное сопротивление фильтрации воды (значение ОФС 73-157) и выдерживает значительный градиент давления (до 114,88 МПа/м) при обеспечении высокого гидроизолирующего эффекта 98,6–99,4%.

С учетом положительных результатов статических и динамических лабораторных исследований состав рекомендован к опытно-промышленным испытаниям при проведении ремонтно-изоляционных работ в скважине 31г Судовицкого нефтяного месторождения. В период с 24.01 по 04.02.2021 в скважину закачено 15 м<sup>3</sup> состава. В ходе проведения промышленных работ установлена технологичность и безопасность приготовления и закачивания композиционного материала с помощью имеющегося нефтепромышленного оборудования.

Закачивание композиции в пласт сопровождалось ростом давления вплоть до предельно допустимого значения ( $P_{\text{max}} = 18 \text{ МПа}$ ). После выдерживания на гелеобразовании, при испытании на приемистость, динамика снижения давления составила 0,16 МПа/мин, что говорит о более чем достаточном снижении приемистости пласта перед установкой цементного моста. В пластовых условиях образовался прочный гидроэкранный, отвечающий требованиям к водоизолирующим составам, обеспечивающий качественную установку изолирующего цементного моста, что позволило осуществить работы по переходу на вышележащие отложения петриковского горизонта для более полной выработки остаточных запасов нефти. ☉

stability of a binder and a homogeneous gel-forming composition.

The paper shows a comparative analysis of the effect of different types of polymer modifiers on the change in effective viscosity at different shear rates ( $1-100 \text{ s}^{-1}$ ) of the composite solution and the structural and mechanical properties of the formed materials. It has been established that water-soluble sulfonated polyacrylamide is the most effective polymer modifier for the gelation process of a DSHS solution with high physical and mechanical properties stable at high temperatures.

The studies provided the formulas of gel-forming compositions and the optimal concentrations of polymeric modifiers that proved to be effective in the geological and physical conditions of the Belarusian oil fields. It has been experimentally established that the highest strength of the gel is achieved when the composition is modified with a polymer in an amount of 0.1%. Modification of the gel-forming composition makes it possible to increase the strength of the formed gel to 3910 Pa, which is 5% higher than the strength of the original gel (3770 Pa when the indenter reaches a depth of 4 mm). A further increase in the concentration of polyacrylamide in the composition leads to a decrease in the strength of the gel based on dispersed sodium hydrosilicate and sulfamic acid.

The water-shutoff efficiency of the developed composition is confirmed by the results of filtration experiments on water-saturated core models of a carbonate reservoir. It has been established that the hydraulic screen that is formed when the composition is pumped through the reservoir model has a high residual resistance to water filtration (Residual Resistance Factor 73-157) and withstands a significant pressure gradient (up to 114.88 MPa/m) while providing a high water-shutoff effect 98.6–99.4%.

Considering the positive results of static and dynamic laboratory studies, the composition is recommended for pilot field tests during remedial operations in well 31r at the Sudovitskoye oil field. In the period from January 24 to February 4, 2021, 15 m<sup>3</sup> of the composition was pumped into the well. As a result, preparation and injection of the composite material using the existing oilfield equipment was carried out in a simple and safe way.

During injection of the composition into the reservoir pressure increased up to the maximum acceptable value ( $P_{\text{max}} = 18 \text{ MPa}$ ). After waiting on gelation and testing for injectivity, pressure decreased with a rate 0.16 MPa/min which indicates a sufficient decrease in formation injectivity before the installation of the cement bridge plug. This provided a strong hydraulic screen in reservoir conditions that meets the requirements for water-shutoff compositions enabling high-quality installation of the cement bridge plug. The operation provided the ability to transfer production to the overlying deposits of the Petrikov horizon for enhanced recovery of residual oil reserves. ☉

## Семинары от ICoTA-Россия

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

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

**На сегодняшний день ICoTA-Россия предлагает проведение семинаров под ключ по следующим тематикам:**

- 1. Применение ГНКТ в капитальном ремонте и строительстве скважин;**
- 2. Введение в ГРП;**
- 3. Введение в Directional Drilling.**

Как это работает:

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

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

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

**Будем рады сотрудничеству!**

Информация по семинарам и программам семинара высылается по запросу.

**Контактное лицо:**

исполнительный директор ICoTA-Россия,  
директор по развитию

ООО «Время колтюбинга» Грибов Артем Николаевич

E-mail: [Artem.Gribov@cttimes.org](mailto:Artem.Gribov@cttimes.org)

Тел.: +7 (495) 481-34-97 доб. 101

# Водород: стать первым! Hydrogen: Come to the Top!



Водород – первый элемент Периодической системы. Это первенство ему дано, можно сказать, происхождением. Но когда климатическая повестка потребовала перехода в углеродно-нейтральное состояние, когда пишется концепция безуглеродной энергетики будущего, водороду предстоит стать первым по призванию. На этот элемент человечество надеется как на универсальный источник энергии для многих отраслей промышленности и практически всех видов транспорта, а также как на источник электрической и тепловой энергии.

Водород бывает разный. Его цветовая градация основана на способах получения. Основные виды водорода: «голубой», «зеленый» и «бирюзовый».

Существует общественный консенсус, что в долгосрочной перспективе основную роль будет играть «зеленый» водород. В настоящее время в мире производится около 70 млн тонн водорода, но лишь менее 2% производится экологически чистым способом – путем электролиза воды, когда она разлагается на две составляющие – водород и кислород — после подачи электрического тока. Если электроэнергия для электролиза производится с использованием возобновляемых источников энергии (ветра, Солнца, ГЭС и т. п.), то получается «зеленый» водород. Именно на него делается ставка в стратегических документах по энергопереходу Германии и ЕС. Согласно прогнозам, потребление низкоуглеродного

Hydrogen is the first element in the Periodic Table. This superiority was given to him, one might say, by origin. But when the climate agenda demanded a transition to a carbon-neutral state, when the concept of a carbon-free energy of the future is being written, hydrogen will have to become the first by vocation. Mankind hopes for this element as a universal source of energy for many industries and almost all types of transport, as well as a source of electrical and thermal energy.

Hydrogen varies. Its color gradation is based on the methods of obtaining. The main types of hydrogen are "blue", "green" and "turquoise".

There is a public consensus that green hydrogen will play a major role in the long term. Currently, about 70 million tons of hydrogen are produced in the world, but only less than 2% is produced in an environmentally friendly way – by electrolysis of water, when it decomposes into two components -

hydrogen and oxygen – after applying an electric current. If electricity for electrolysis is produced using renewable energy sources (wind, solar, hydropower, etc.), then “green” hydrogen is obtained. That stake is made on this very type of hydrogen in the strategic documents on the energy transition of Germany and the EU. Low-carbon hydrogen

**В долгосрочной перспективе основную роль будет играть «зеленый» водород.**

**Green hydrogen will play a major role in the long term.**

водорода в Германии к 2030 году достигнет 100 ТВт. При этом предполагается, что большая часть внутреннего спроса на «зеленый» водород будет обеспечиваться за счет импорта.

Эксперты BloombergNEF (BNEF) в докладе Hydrogen Economy Outlook (2020) отметили, что полученный с помощью электролиза «зеленый» водород при наличии необходимых мер политической поддержки может сократить к 2050 году глобальные выбросы парниковых газов до 34%.

Однако электролиз воды – весьма дорогостоящий способ получения  $H_2$ . Поэтому «зеленый» водород стоит практически в три раза дороже «голубого» и пока, очевидно, нерентабелен.

Сегодня основная масса водорода производится в основном из ископаемых источников, как правило, из природного газа (метана) путем риформинга. На следующем этапе происходит декарбонизация продукта путем улавливания углекислого газа с помощью систем CCS (carbon capture systems). После улавливания  $CO_2$  осуществляется его захоронение, в качестве основного метода которого рассматривается закачка в землю, например, в выработанные нефтяные и газовые месторождения. Сегодня по всему миру работают 15 заводов, улавливающих около 9000 тонн  $CO_2$  в год.

По всей вероятности, в ближайшем будущем основным методом промышленного получения  $H_2$  будет именно риформинг метана, и наибольшее распространение получит «голубой» водород. Но пока чаще получается «серый» (75%) — тем же путем, что и «голубой», но без улавливания  $CO_2$ , который остается нежелательным продуктом.

В компании «РИТЭК» разработана инновационная технология внутрипластовой генерации водорода, которая позволяет превращать неkomмерческие запасы метана в месторождения  $H_2$ . Этот вариант считается недорогим и экологичным, поскольку исключает необходимость захоронения углекислого газа.

«Бирюзовый» водород получается из природного газа методом пиролиза. Природный газ проходит через расплавленный металл и разделяется на водород и твердый углерод, который в дальнейшем может использоваться в качестве сырья для других технологических процессов. Технология является углеродно-нейтральной.

Обозначены и другие «цвета» водорода. Получение «желтого» или «оранжевого» водорода требует применения атомной энергии. Госкорпорация «Росатом» собирается производить водород из углеводородов (по технологии пиролиза/паровой конверсии метана) на специальных атомных энерготехнологических станциях с использованием тепла высокотемпературных газоохлаждаемых реакторов. Такие станции позволяют получать  $H_2$  без вредных выбросов в атмосферу.

«Бурый» водород производится путем газификации угля.

По данным Международного энергетического агентства, для получения водорода используется около

consumption in Germany is projected to reach 100 TW by 2030. At the same time, it is assumed that most of the domestic demand for "green" hydrogen will be met through imports.

BloombergNEF (BNEF) experts in the Hydrogen Economy Outlook (2020) report noted that "green" hydrogen produced by electrolysis, with the necessary political support measures, can reduce global

greenhouse gas emissions by up to 34% by 2050.

However, water electrolysis is a very expensive way to produce  $H_2$ . Therefore, "green" hydrogen is almost three times more expensive than "blue" and so far, obviously, is unprofitable.

Today, the bulk of hydrogen is produced mainly from fossil sources, usually from natural gas (methane) by reforming. At the next stage, the product is decarbonized by capturing carbon dioxide using CCS systems (carbon capture

systems). After capturing  $CO_2$ , it is buried, the main method of which is injection into the ground, for example, into depleted oil and gas fields. Today, there are 15 plants around the world that capture about 9.000 tons of  $CO_2$  per year.

In all likelihood, in the near future the main method of industrial production of  $H_2$  will be methane reforming, and "blue" hydrogen will be most widely used. But so far more often it turns out "gray" (75%) — in the same way as "blue", but without capturing  $CO_2$ , which remains an undesirable product.

RITEK has developed an innovative technology for intrastratal hydrogen generation, which makes it possible to convert non-commercial methane reserves into  $H_2$  deposits. This option is considered inexpensive and environmentally friendly, as it eliminates the need to store carbon dioxide.

"Turquoise" hydrogen is obtained from natural gas by pyrolysis. Natural gas passes through the molten metal and is separated into hydrogen and solid carbon, which can then be used as a feedstock for other technological processes. The technology is carbon neutral.

Other "colors" of hydrogen are also indicated. Getting "yellow" or "orange" hydrogen requires the use of atomic energy. Rosatom State Corporation is going to produce hydrogen from hydrocarbons (using the technology of pyrolysis/steam conversion of methane) at special nuclear power plants using the heat of high-temperature gas-cooled reactors. Such stations make it possible to obtain  $H_2$  without harmful emissions into the atmosphere.

"Brown" hydrogen is produced by coal gasification.

According to the International Energy Agency, about 6% of global gas and 2% of coal production are used to produce hydrogen, which leads to significant greenhouse gas emissions.

Currently, 94% of all hydrogen produced in the world is used as a raw material for the chemical and oil

**В компании «РИТЭК» разработана инновационная технология внутрипластовой генерации водорода.**

**RITEK has developed an innovative technology for intrastratal hydrogen generation.**

6% мирового производства газа и 2% угля, что приводит к существенным выбросам парниковых газов.

В настоящее время 94% всего производимого водорода в мире служит сырьем для химической и нефтеперерабатывающей промышленности. В будущем же с развитием технологий водород может стать универсальным источником энергии и использоваться в транспортной отрасли, для отопления отдельных объектов с помощью мини-котельных. Он сможет потребляться металлургическими предприятиями, которые откажутся от коксохимических и доменных процессов и перейдут на прямое восстановление железа.

В связи с быстрорастущим спросом на этот вид топлива важно создавать и развивать инновационные технологии получения, аккумулирования, транспортировки и применения водорода. В разработке находятся также концептуальные решения для реакторов (плазменные, каталитические и некаталитические), однако их техническая проработка пока не позволяет внедрение на промышленном уровне.

В 2020 году в мире на водородную тематику было потрачено около \$ 2 млрд. 67% этих средств пришлось на различные проекты в области транспорта, еще \$ 300 млн было потрачено на инфраструктурные проекты, и только \$ 200 млн было вложено в проекты по развитию непосредственно производства водорода.

Водород как отрасль открывает достаточно много возможностей для компаний различного профиля по всей цепочке своей стоимости. Это касается инжиниринговых и производственных структур компаний, осуществляющих транспортировку и хранение  $H_2$ , а также производств, потребляющих этот газ.

Одним из ключевых компонентов успеха развития водородной энергетики является поддержка государства. Более тридцати стран уже определили стратегию использования  $H_2$  (как правило, «голубого» и «зеленого») в энергетике. Активно ведется создание парка транспорта на водородном топливе. В передовиках здесь Германия, Япония, Канада, Норвегия. Формируются национальные стратегии развития как самого транспорта, так и инфраструктуры для него.

Следует отметить, что водородные стратегии стран – экспортеров углеводородов и стран-импортеров различаются принципиально. Так, в стратегиях стран-экспортеров водород оценивается как перспективное направление для внешней торговли, большое внимание уделяется развитию компаний, осуществляющих производство водорода, а также внедрению водорода в производственные цепочки крупных промышленных предприятий. Такое направление для себя выбрали Норвегия, Канада и Австралия.

Стран – импортеров энергоресурсов, сформировавших водородную стратегию,

refining industries. In the future, with the development of technology, hydrogen can become a universal source of energy and be used in the transport industry, for heating individual objects using mini-boilers. It will be able to be consumed by metallurgical enterprises, which will abandon coke-chemical and blast-furnace processes and switch to direct reduction of iron.

Due to the rapidly growing demand for this type of fuel, it is important to create and develop innovative technologies for the production, storage, transportation and use of hydrogen. Conceptual solutions for reactors (plasma, catalytic and non-catalytic) are also under

development, but their technical development does not yet allow implementation at the industrial level.

In 2020, about \$ 2 billion was spent on hydrogen around the world. 67% of these funds were spent on various projects in the field of transport, another \$ 300 million was spent on infrastructure projects, and only \$ 200 million was invested in projects for the development of direct production hydrogen.

Hydrogen as an industry opens up a lot of opportunities for companies of various profiles

along the entire value chain. This applies to the engineering and production structures of companies that transport and store  $H_2$ , as well as industries that consume this gas.

One of the key components of the success of the development of hydrogen energy is government support. More than thirty countries have already defined a strategy for the use of  $H_2$  (as a rule, “blue” and “green”) in the energy sector. The creation of a hydrogen-fuelled transport fleet is actively underway. Germany, Japan, Canada, Norway are among the leaders here. National strategies for the development of both the transport itself and the infrastructure for it are being formed.

It should be noted that the hydrogen strategies of

hydrocarbon exporting countries and importing countries differ fundamentally. Thus, in the strategies of exporting countries, hydrogen is assessed as a promising direction for foreign trade, much attention is paid to the development of companies engaged in the production of hydrogen, as well as the introduction of hydrogen into the production chains of large industrial enterprises. Norway, Canada and Australia have chosen this direction for themselves.

There are more energy importing countries that have formed a hydrogen strategy - Japan, South

**Более тридцати стран уже определили стратегию использования  $H_2$  в энергетике.**

**More than thirty countries have already defined a strategy for the use of  $H_2$  in the energy sector.**

**Водородные стратегии стран – экспортеров углеводородов и стран-импортеров различаются принципиально.**

**Hydrogen strategies of hydrocarbon exporting countries and importing countries differ fundamentally.**

больше — Япония, Южная Корея, Франция, Германия, Португалия, Нидерланды и многие другие. Они фокусируются на обеспечении собственной энергобезопасности. Их инвестиции будут направлены на развитие конечных потребителей водорода — автотранспорт и мини-котельные для частных домов, работающие на водороде.

Разница между описанными стратегиями также видна в уровне инвестиций, выделяемых правительством для развития водородной энергетики. Импортеры закладывают в свои стратегии бюджеты, на порядок превосходящие бюджеты экспортеров. Так, Канада планирует потратить до 2030 года на развитие водородной энергетики около \$ 1,5 млрд, тогда как Германия в 10 раз, а Япония в 20 раз больше. При этом Япония предполагает не столько производить, сколько импортировать водород. Свежая информация: Suisa Frontier, первый в мире танкер, предназначенный для перевозки сжиженного водорода, взял курс из австралийского порта Виктория на японский порт Кобе. Водород в танкере «бурый», полученный путем газификации бурого угля с месторождения Латроб-Валли. Объем груза — 1250 кубометров сжиженного  $H_2$ .

К 2050 году мировой водородный рынок достигнет \$ 3-4 трлн — больше, чем текущий рынок нефти. Потенциальным лидером мировой водородной отрасли становится Китай. Страна уже является крупнейшим производителем водорода в мире (22 млн тонн), однако доля экологически чистого водорода в производстве составляет всего около 3%. В долгосрочной перспективе Китай планирует повысить долю экологичного водорода до 70% и увеличить емкость внутреннего рынка водорода

Korea, France, Germany, Portugal, the Netherlands and many others. They focus on ensuring their own energy security. Their investments will be directed to the development of end consumers of hydrogen — motor vehicles and mini-boilers for private houses, powered by hydrogen.

The difference between the described strategies is also visible in the level of investments allocated by the government for the development of hydrogen energy. Importers include budgets in their strategies that are an order of magnitude higher than the budgets of exporters. So Canada plans to spend about \$ 1.5 billion on the development of hydrogen energy by 2030, while Germany is 10 times, and Japan is 20 times more. At the same time, Japan intends not only to produce, but

to import hydrogen. Update: Suisa Frontier, the world's first liquefied hydrogen tanker, has set sail from the Australian port of Victoria to the Japanese port of Kobe. The hydrogen in the tanker is "brown", obtained by gasification of brown coal from the Latrobe Valley deposit. Cargo volume — 1250 cubic meters of liquefied  $H_2$ .

By 2050, the global hydrogen market will reach \$ 3—4 trillion, more than the current oil market. China is emerging as a potential leader in the global hydrogen industry. The country is already the largest producer of hydrogen in the world (22 million tons), but the share of environmentally friendly hydrogen in

**К 2050 году мировой водородный рынок достигнет \$ 3-4 трлн — больше, чем текущий рынок нефти. Потенциальным лидером мировой водородной отрасли становится Китай.**

**By 2050, the global hydrogen market will reach \$ 3—4 trillion, more than the current oil market. China is emerging as a potential leader in the global hydrogen industry.**



в 40 раз: с \$ 44 млрд в 2019 году до \$ 1,7 трлн в 2050 году.

Германия — флагман европейской водородной экономики — планирует стать нетто-импортером водорода: внутренний спрос страны в 2030 году оценивается в 3 млн тонн, из которых на импорт придется 2,6 млн тонн. Крупнейшим поставщиком водорода в Германию может стать Марокко за счет масштабного развития солнечной энергетики.

В ФРГ сегодня уже действуют десятки компаний, занимающихся водородной энергетикой, тогда как в России — единицы. Согласно опросам, проведенным KPMG, только 3% российских чиновников считают, что  $H_2$  станет активно использоваться для генерации электроэнергии. Остальные остаются при мнении, что этот газ будет применяться лишь в качестве вспомогательного в других технологических процессах. Соотношение верящих и не верящих в перспективы использования водорода на транспорте можно представить как 50:50.

В конце 2019 года Евросоюз опубликовал новую программу «Зеленый курс ЕС» (EU GreenDeal), которая ставит целью достижение климатической нейтральности к 2050 году. Сценарий ускоренной декарбонизации предусматривает полную перестройку энергетической системы Европы и значительное сокращение использования ископаемых источников. По некоторым прогнозам, спрос на газ в ЕС может уже к 2030 году упасть на 20%, а к 2050 году, по оценке Федерального ведомства по охране окружающей среды ФРГ, потребление газа в Германии должно и вовсе сократиться на 90%.

Для России, являющейся важнейшим поставщиком энергоресурсов в ЕС, это несет очевидные экономические риски. Однако энергетический переход отнюдь не означает, что Россия потеряет возможности для экспорта энергии в Европу. Даже в случае полной углеродной нейтральности ЕС с большой вероятностью будет покрывать значительную часть своего внутреннего энергопотребления за счет импорта энергии. Тем не менее подразумевается, что эта энергия будет климатически нейтральной.

В этой связи перспективным вариантом развития российско-европейского энергетического сотрудничества может стать экспорт в Европу экологически чистого водорода. Для транспортировки  $H_2$  планируется задействовать существующие газопроводы. Однако для развития «водородопроводов» необходимо создание соответствующей инфраструктуры.

В высших эшелонах власти есть понимание перспективности развития отрасли. В настоящее время РФ активно выстраивает взаимодействие с Германией в области водородной стратегии. В 2020 году опубликована Дорожная карта по развитию водородной

**Перспективным вариантом развития российско-европейского энергетического сотрудничества может стать экспорт в Европу экологически чистого водорода. Для транспортировки  $H_2$  планируется задействовать существующие газопроводы.**

**A promising option for the development of Russian-European energy cooperation could be the export of environmentally friendly hydrogen to Europe. It is planned to use the existing gas pipelines for  $H_2$  transportation.**

production is only about 3%. In the long term, China plans to increase the share of green hydrogen to 70% and increase the capacity of the domestic hydrogen market by 40 times: from \$ 44 billion in 2019 to \$ 1.7 trillion in 2050.

Due to the rapidly growing demand for this type of fuel, it is important to create and develop innovative technologies for the production, storage, transportation and use of hydrogen. Conceptual solutions for reactors (plasma, catalytic and non-catalytic) are also under development, but their technical development does not yet allow implementation at the industrial level.

Dozens of companies engaged in hydrogen energy are already operating in Germany today, while in Russia there are only a few. According to surveys conducted by KPMG, only 3% of Russian officials believe that  $H_2$  will be actively used to generate electricity. The rest remain of the opinion that this gas will

be used only as an auxiliary in other technological processes. The ratio of believers and non-believers in the prospects for the use of hydrogen in transport can be represented as 50:50.

At the end of 2019, the European Union published a new EU Green Deal program, which aims to achieve climate neutrality by 2050. The accelerated decarbonization scenario calls for a complete overhaul of the European energy system and a significant reduction in the use of fossil sources. According to some forecasts, the demand for gas in the EU may fall by 20% by 2030, and by 2050, according to the German Federal Office for the Environment, gas consumption in Germany should be completely reduced by 90%.

For Russia, which is the most important supplier of energy resources to the EU, this carries obvious economic risks. However, the energy transition does not mean that Russia will lose opportunities to export energy to Europe. Even in the case of full carbon neutrality, the EU is likely to meet a significant part of its domestic energy consumption through energy imports. However, this energy is meant to be climate-neutral.

In this regard, a promising option for the development of Russian-European energy cooperation could be the export of environmentally friendly hydrogen to Europe. It is planned to use the existing gas pipelines for  $H_2$  transportation. However, for the development of "hydrogen pipelines" it is necessary to create an appropriate infrastructure.

In the highest echelons of power there is an

энергетики, согласно которой к 2035 году должны быть созданы мощности для экспорта 2 млн тонн водорода (или \$ 6 млрд, что соответствует 1,5% от экспорта 2019 года). Согласно энергетической стратегии Российской Федерации, страна к 2030 году сможет удовлетворить спрос европейских и внутренних потребителей в размере 10,5 млн тонн, а потенциальные объемы экспорта водорода на мировой рынок к 2050 году могут составить до 34 млн тонн.

Россия располагает крупнейшими ресурсами и почти по всем видам «зеленой» энергии. Технический потенциал производства возобновляемых источников энергии в стране в 35 раз превышает ежегодное производство первичной энергии. Налажено внутреннее производство солнечных и ветровых установок с высокими показателями эффективности. Наша страна имеет выгодное географическое положение для поставки «зеленого» водорода в Европу. Кроме того, «Газпром» может, например, построить в ЕС завод по производству «зеленого» водорода из своего газа, но гарантий его окупаемости никто не даст, поскольку все проекты с «зеленым» водородом в ЕС реализуются исключительно на субсидии правительств.

Заместитель министра энергетики РФ Павел Сорокин отмечает, что «в настоящее время рынок водорода как энергоносителя в мире отсутствует, хотя тренд на низкоуглеродные источники энергии и усилил его перспективы на международном рынке энергетических ресурсов. Диапазон оценок перспективного рынка водорода значителен, к примеру, по оценкам BloombergNEF, доля водорода в мировом энергетическом балансе в долгосрочной перспективе может составить от 7% (187 млн т) до 24% (696 млн т) в 2050 году при реализации различных сценариев декарбонизации мировой экономики. Другие оценки при этом являются зачастую более консервативными. Каким будет характер рынка водорода — будет ли он глобальным с крупнотоннажными перевозками водорода от центров производства к центрам потребления по аналогии с рынками нефти и СПГ или же приобретет локальный характер, при котором производство и потребление будут сосредоточены в рамках одних и тех же стран или небольших регионов, — пока спрогнозировать сложно. В пользу глобального характера рынка говорит наличие среди стран — лидеров развития водородной энергетики государств, которые не обладают достаточным потенциалом возобновляемых источников энергии для удовлетворения своих потребностей в водороде, произведенном без выбросов парниковых газов».

Как бы сложно ни было прогнозировать дальнейший путь водорода на олимп топливного баланса, уже сегодня ясно одно — он стремится подняться на высшую ступеньку пьедестала и стать первым.

Аналитическая группа журнала  
«Время колтюбинга. Время ГРП»

understanding of the prospects for the development of the industry. Currently, the Russian Federation is actively building cooperation with Germany in the field of hydrogen strategy. In 2020, the Roadmap for the Development of Hydrogen Energy was published, according to which, by 2035, capacities should be created to export 2 million tons of hydrogen (or \$ 6 billion, which corresponds to 1.5% of exports in 2019). According to the energy strategy of the Russian Federation, by 2030 the country will be able to satisfy the demand of European and domestic consumers in the amount of 10.5 million tons, and the potential volume of hydrogen exports to the world market by 2050 can reach up to 34 million tons.

Russia has the largest resources in almost all types of green energy. The technical potential of renewable energy production in the country is 35 times higher than the annual production of primary energy. The internal production of solar and wind installations with high efficiency rates has been established. Our country has a favorable geographical position for the supply of “green” hydrogen to Europe. In addition, Gazprom can, for example, build a plant in the EU for the production

of “green” hydrogen from its own gas, but no one will guarantee its payback, since all projects with “green” hydrogen in the EU are implemented exclusively on government subsidies.

Pavel Sorokin, Deputy Minister of Energy of the Russian Federation, notes that “at present, there is no market for hydrogen as an energy carrier in the world, although the trend towards low-carbon energy sources has strengthened its prospects in the international energy market. The range of estimates of the promising hydrogen market is

significant, for example, according to BloombergNEF, the share of hydrogen in the global energy balance in the long term can range from 7% (187 million tons) to 24% (696 million tons) in 2050, if different scenarios of global decarbonization are implemented economy. Other estimates are often more conservative.

What will be the nature of the hydrogen market — will it be global with large-tonnage transportation of hydrogen from production centers to consumption centers, similar to the oil and LNG markets, or will it acquire a local character, in which production and consumption will be concentrated within the same countries, or small regions, it is still difficult to predict. In favor of the global nature of the market is the fact that among the countries leading the development of hydrogen energy are states that do not have sufficient potential in renewable energy sources to meet their needs for hydrogen produced without greenhouse gas emissions.”

No matter how difficult it may be to predict the further path of hydrogen to the Olympus of the fuel balance, one thing is already clear today: It strives to rise to the highest step of the podium and become the first.

Analytical group of the Coiled Tubing Times

Каким будет характер рынка водорода, пока спрогнозировать сложно.

It is still difficult to predict what will be the nature of the hydrogen market.



Юрий  
Айрапетович  
Балакиров

Юрий Айрапетович Балакиров родился 3 февраля 1928 года в Баку. Окончил Азербайджанский институт нефти и химии им. М. Азизбекова. Проработал на нефтяных промыслах более 25 лет, пока не состоялся как специалист в области исследования нефтегазовых залежей, оптимизации работы скважин различными способами эксплуатации.

В 1967 году был принят на работу в УкрگیпроНИИнефть в должности заведующего отделом. С 1973 по 1997 год работал начальником отдела техники и технологии добычи нефти, газа и конденсата института «УкрگیпроНИИнефть». С 1997 года – вице-президент Международного научно-технического университета им. Ю.Н. Бугая (МНТУ), директор НИИ нефтегазовых инновационных технологий. С 2004 года – начальник отдела ДП «Науканефтегаз» НАК «Нефтегаз Украины». С 2008 года и практически до последних дней – заместитель директора по науке и технике международной компании «Юг-Нефтегаз» Private Limited.

Кандидатскую диссертацию защитил в 1962 году, докторскую – в 1977 году в Москве.

Создал новые технологические и технические средства добычи нефти насосными и газлифтными компрессорными и бескомпрессорными скважинами, новые эффективные способы гидро- и термодинамических исследований скважин

## Невосполнимая утрата

**Ушли из жизни два члена редакционного совета нашего журнала – авторитетнейший специалист нефтегазовой отрасли Юрий Айрапетович Балакиров и выдающийся российский геофизик Владимир Викторович Лаптев.**

и пластов в условиях стационарного и нестационарного притоков флюидов при различных режимах теплового потока и состояния притока флюидов с точки зрения энтальпии и энтропии термодинамического потенциала пласта, теплопроводных параметров пластовой системы в процессе выработки нефтегазового коллектора.

В область научных и производственных интересов Ю.А. Балакирова входили также исследования в области рентабельности эксплуатации малодебитных нефтяных скважин, совершенствования работ по интенсификации производительности нефтяных и газовых скважин и др.

Разработанные Ю.А. Балакировым инновационные технологии внедрены на месторождениях Украины, Польши, России, Болгарии, Туркменистана, Сирии, Китая, Ирака, США и др.

Ю.А. Балакиров создал научную школу: подготовил 11 кандидатов наук и трех докторов наук по специальности «разработка нефтегазовых месторождений». Три кандидата наук работают на месторождениях Сирии и Кубы; два доктора наук трудятся в Китае и Сирии; остальные – в России, Беларуси, Узбекистане, Азербайджане.

Заслуженный деятель науки и техники. Награжден орденами и медалями, в том числе «За доблестный труд в Великой Отечественной войне 1941-1945 гг.», почетный нефтяник СССР и Украины.

Академик Академии горных наук Украины, Украинской нефтегазовой академии наук и Международной академии наук высшей школы.

Автор 24 монографий и книг, свыше 350 научно-технических публикаций, более 160 изобретений и патентов.

Ушел из жизни 28 января 2022 года.



Владимир  
Викторович  
Лаптев

Владимир Викторович Лаптев родился 5 октября 1937 года в Сызрани Самарской области. В 1960 году окончил Московский институт нефтехимической и газовой промышленности им. И.М. Губкина по специальности «инженер-геофизик».

В 1960-1967 годах работал в КуйбышевНИИ нефтяной промышленности инженером, младшим и старшим научным сотрудником. В 1967 году защитил диссертацию на соискание ученой степени кандидата технических наук.

В 1967-1970 годах по контракту с ПО «Зарубежнефть» (Миннефтепром СССР) работал в Алжире экспертом в государственной компании SONATRACH.

С 1971 года поступил в качестве заведующего лабораторией комплексной интерпретации во ВНИИнефтепромгеофизику. С 1971 по 1988 год прошел путь от заведующего лабораторией, заведующего отделом, заместителя директора до директора ВНИИнефтепромгеофизики. В 1991 году одним из последних приказов министерства институт по инициативе В.В. Лаптева был преобразован в научно-производственную фирму «НПФ «Геофизика». К моменту ухода В.В. Лаптева в 2004 году с поста генерального директора ОАО «НПФ «Геофизика» являлось крупнейшим в России многопрофильным разработчиком и производителем скважинной и наземной

геофизической техники. Объем продаж достигал 1,5 млрд руб. в год. Отечественным сервисным компаниям поставлялась конкурентоспособная техника для открытого ствола, контроля разработки месторождений и технического состояния скважин, геолого-технических исследований, испытания пластов на буровых трубах, метрологическое оборудование, станции ГТИ, каротажные подъемники с различным типом привода. Это оборудование позволяло успешно конкурировать с компаниями «большой четверки».

В.В. Лаптев активно занимался общественной работой. С 2010 года – первый вице-президент Евро-Азиатского геофизического общества (МОО ЕАГО) и с 2014 года – председатель координационного совета геофизического кластера «Квант». Заслуженный деятель науки и техники Башкирской АССР, заслуженный работник Минтопэнерго РФ.

Награжден знаком «Отличник нефтяной промышленности», правительственными медалями «Ветеран труда», «За доблестный труд».

Автор более 150 печатных трудов, 9 изобретений (5 работ опубликованы за рубежом).

Ушел из жизни 7 февраля 2022 года.

**Юрий Айрапетович  
и Владимир Викторович  
были членами  
редакционного совета  
и активными авторами  
нашего журнала.  
Их замечательные статьи,  
концентрировавшие  
огромный опыт,  
вооружали читательскую  
аудиторию прорывными  
идеями, которые еще  
долго будут придавать  
импульс развитию  
нефтегазового сервиса.**

**Светлая память  
о Юрии Айрапетовиче  
и Владимире Викторовиче  
навсегда сохранится  
в наших сердцах.**



# Российская нефтегазовая техническая конференция SPE

11–13 октября 2022

Цифровое деловое пространство (ЦДП)  
Москва, Россия

## Приглашаем вас принять участие в нефтегазовой выставке

Продemonстрируйте решения и услуги вашей компании на конференции и выставке SPE.

### Зачем участвовать в выставке?

- Представьте новые решения и услуги
- Продemonстрируйте передовые технологии, новейшие разработки и свою экспертизу
- Лично встречайтесь с потенциальными и настоящими клиентами
- Установите и укрепите узнаваемость вашего бренда и отношения с ключевыми покупателями



Подробная информация: [go.spe.org/22rptc-ct](https://go.spe.org/22rptc-ct)



**Медиаплан распространения журнала  
«Время колтюбинга. Время ГРП»  
на отраслевых мероприятиях в 2022 году  
ВК №1/79, март--2022**

| Мероприятие                                                                                                                                                                   | Дата проведения | Страна, город           |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------|-------------------------|
| Северо-Каспийская региональная выставка «Атырау Нефть и Газ – 2022»                                                                                                           | 06-08.04.2022   | Казахстан, Атырау       |
| 10-я ежегодная конференция «Нефтехимия России и СНГ»                                                                                                                          | 07-08.04.2022   | Россия, Москва          |
| 21-я Международная выставка «Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса». «Нефтегаз-2022».                                                                         | 18-21.04.2022   | Россия, Москва          |
| 8-й Национальный нефтегазовый форум – 2022                                                                                                                                    | 19-21.04.2022   | Россия, Москва          |
| X Российский международный энергетический форум. РМЭФ-2022                                                                                                                    | 26-28.04.2022   | Россия, Санкт-Петербург |
| Workshop – Extreme Well Intervention                                                                                                                                          | 24-25.05.2022   | ОАЭ, Абу-Даби           |
| «Газ. Нефть. Технологии – 2022»                                                                                                                                               | 24-27.05.2022   | Россия, Уфа             |
| 17-я Международная научно-практическая конференция «Современные технологии строительства и капитального ремонта скважин. Перспективные методы увеличения нефтеотдачи пластов» | 06-11.06.2022   | Россия, Сочи            |
| VI Российский нефтегазовый IT-саммит «Интеллектуальное месторождение»                                                                                                         | 15.06.2022      | Россия, Москва          |

119017 г. Москва, Пыжевский пер.,  
д. 5, стр. 1, офис 224  
тел.: +7 499 788 914, тел./факс: +7 499 788 91 19.

## Дорогие читатели!

Подписку на научно-практический журнал  
**«Время колтюбинга»**

вы можете оформить в любом отделении  
«Роспечати» в период проведения подписных  
кампаний.

**ИНДЕКС В ПОДПИСНОМ КАТАЛОГЕ  
«РОСПЕЧАТИ» – 84119.**

Компании могут оформить годовую подписку  
непосредственно в редакции журнала  
(не менее чем на 3 экземпляра). Подписка  
в редакции возможна с любого месяца года.

Минимальная стоимость годовой подписки  
(3 экз. х 4 вып.): 13 200 руб.  
(включая НДС 10%) + стоимость доставки.

Для оформления подписки через редакцию  
отправляйте запрос по адресу:  
[cttimes@cttimes.org](mailto: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](mailto:cttimes@cttimes.org)**

**Year subscription price for PDF-version: 80\$.**



Огюст Ренуар. «Весенний букет»/Auguste Renoir. "Spring Bouquet"

В печатной версии «ВК» № 78 на с. 30 вместо названия доклада «Скважинная камера и визуальная аналитика для решения задач по диагностике» следует читать «Первый МГРП на российском шельфе: комплексный подход к интенсификации аптских залежей». Редакция приносит свои извинения за ошибку.

In the printed version of "CCT" No. 78 on page 30, instead of the title of the report "Downhole Camera and Visual Analytics for Inspection", one should read "The first multistage hydraulic fracturing on the Russian shelf: an integrated approach to the intensification of the Aptian deposits". The editorial board apologizes for the mistake.

**Иван Пирч** – директор ООО «Время колтюбинга»;  
**Артем Грибов** – директор по развитию ООО «Время колтюбинга»  
([artem.gribov@cttimes.org](mailto:artem.gribov@cttimes.org)).

**Редакция:** **Рон Кларк** – почетный редактор ([rc@cttimes.org](mailto:rc@cttimes.org));  
**Галина Булыка** – главный редактор ([halina.bulyka@cttimes.org](mailto:halina.bulyka@cttimes.org));  
**Сергей Масленицин, Христина Булыко, Светлана Лысенко** – переводчики;  
**Наталья Михеева** – выпускающий редактор;  
**Марина Куликовская** – маркетинг и реклама ([advert@cttimes.org](mailto:advert@cttimes.org));  
**Людмила Гончарова** – дизайн и компьютерная верстка;

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.

**Ivan Pirch** – Director of Coiled Tubing Times LLC;  
**Artem Gribov** – Development Director of Coiled Tubing Times LLC  
([artem.gribov@cttimes.org](mailto:artem.gribov@cttimes.org)).

**Editorial Board:** **Ron Clarke** – Honorary editor ([rc@cttimes.org](mailto:rc@cttimes.org));  
**Halina Bulyka** – Editor-in-chief ([halina.bulyka@cttimes.org](mailto:halina.bulyka@cttimes.org));  
**Sergey Maslennitsin, Christina Bulyko, Svetlana Lysenko** – translators;  
**Natallia Mikheyeva** – Managing editor;  
**Marina Kulikovskaya** – Marketing and advertising ([advert@cttimes.org](mailto:advert@cttimes.org));  
**Ludmila Goncharova** – Design & computer making up;

The Journal is distributed by subscription among specialists  
of oil and gas companies and scientific institutions. In addition,  
it is also delivered directly to key executives included into  
our extensive mailing list.

The materials, the author of which is not specified, are the product of the  
Editorial Board teamwork. When reprinting the materials the reference to the  
Coiled Tubing Times is obligatory. The articles provided in this journal do not  
necessarily represent the opinion of the Editorial Board.

The Journal offers a cooperation to advertisers and persons concerned.

# **Российское отделение Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам**

## **Russian Chapter of the Intervention and Coiled Tubing Association**



### **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](mailto: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](mailto:info@icota-russia.ru)**

# КОМПЛЕКСНЫЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА

[fidgroup.ru](http://fidgroup.ru)



**УСТАНОВКИ  
НАСОСНЫЕ**



**УСТАНОВКИ  
СМЕСИТЕЛЬНЫЕ**



**УСТАНОВКИ  
ДОЗИРОВАНИЯ  
ХИМРЕАГЕНТОВ**

**20+  
ЛЕТ**

20 лет опыта  
проектирования  
и производства



воплощение идеи  
в готовую  
концепцию



решения на основе  
передовых  
технологий