

**Партнер выпуска –  
компания ЭСТМ**  
[www.estm-tula.com](http://www.estm-tula.com)

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

# Coiled tubing

ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА  
ВРЕМЯ ГРП *times*

издается с 2002 года / has been published since 2002

2-3 (80-81), Сентябрь/September 2022



20 ЛЕТ «ВРЕМЕНИ КОЛТЮБИНГА»

20 YEARS OF CTT

КРИТИЧЕСКИ ВАЖНО СОЗДАНИЕ ПОЛНЫХ ЦЕПОЧЕК  
ОТЕЧЕСТВЕННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

МИКРОГНКТ ДЛЯ ЗАДАЧ РАДИАЛЬНОГО ВСКРЫТИЯ ПЛАСТА  
MICRO-CT APPLICATION FOR RADIAL JETTING

ПРИМЕНЕНИЕ ИЗВЛЕКАЕМОЙ МОСТОВОЙ ПАКЕР-ПРОБКИ  
ДЛЯ ВРЕМЕННОЙ ИЗОЛЯЦИИ ПРОДУКТИВНОГО ГОРИЗОНТА И  
ВЯЗКОУПРУГОГО СОСТАВА ДЛЯ ЕЕ БЕЗОПАСНОГО ИЗВЛЕЧЕНИЯ  
ПРИ ПРОДОЛЖИТЕЛЬНЫХ РЕМОНТНЫХ РАБОТАХ НА  
ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИНАХ

TEMPORARY PACKER ISOLATION OF PRODUCTIVE ZONE FOR LONG  
LATERAL GAS WELL WORKOVER OPERATIONS AND IMPLEMENTATION  
OF VISCOELASTIC SYSTEM FOR SAFE PACKER REMOVAL

ТЕЗИСЫ КОНФЕРЕНЦИИ ПО КОЛТЮБИНГОВЫМ ТЕХНОЛОГИЯМ  
И ВНУТРИСКВАЖИННЫМ РАБОТАМ SPE/ICoTA 2022 (часть 1)  
SPE/ICoTA COILED TUBING & WELL INTERVENTION CONFERENCE 2022  
ABSTRACTS (Part 1)

УСТАНОВКА ДОЗИРОВАНИЯ ХИМРЕАГЕНТОВ УХР6  
ДЛЯ ВЫСОКОРАСХОДНОГО ГРП

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



**80-81**



**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**

Официальная поддержка: Министерство  
энергетики Российской Федерации и Министерство  
промышленности и торговли Российской Федерации



Supported by the Ministry of Energy and the Ministry  
of Industry and Trade of the Russian Federation

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

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

**Тематика:**

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

**Conference topics:**

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

**КОНТАКТЫ / CONTACTS:**

E-mail: [mamontov@cttimes.org](mailto:mamontov@cttimes.org)  
Тел. +7 (495) 481-34-97 (101)  
[www.cttimes.org](http://www.cttimes.org)



**ПРЕДСЕДАТЕЛЬ РЕДАКЦИОННОГО СОВЕТА**

**Е.Б. Лапотентова**, заместитель председателя Совета Группы ФИД

**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 колтюбинговым 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»;  
**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 (НИУ) имени И.М. Губкина;  
**С.М. Симаков**, эксперт центра компетенций по технологиям строительства и ремонта скважин, блок экспертизы и функционального развития, 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 (НИУ) имени 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 колтюбинга»

**ЖУРНАЛ ПОДГОТОВЛЕН К ВЫПУСКУ**

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

**АДРЕС РЕДАКЦИИ**

119017 г. Москва, Пыжевский пер., д. 5, стр. 1, офис 224,  
 Тел.: +7 495 481 34 97, тел./факс: +7 499 788 91 19.  
 www.cttimes.org, e-mail: cttimes@cttimes.org  
 Тираж: 6000 экз. Первый завод: 1000 экз.  
 Журнал зарегистрирован Федеральным агентством по печати и массовым коммуникациям РФ.  
 Регистрационный номер ПИ № ФС 77-55830 от 30.10.2013.

**PRESIDENT OF EDITORIAL BOARD**

**A. Lapatsentava**, Deputy Chairman of the Board of the FID Group

**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. 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, National University of Oil and Gas "Gubkin University";  
**S. Simakov**, Competence center expert on well construction and workover technologies, Block of Expertise and Functional Development, Gazpromneft STC LLC;  
**E. Shtakhov**, Doctor of Engineering, Deputy Director General, "RosTEKtehnologii";  
**A. Tretyak**, 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, National University of Oil and Gas "Gubkin University"; **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, e-mail: cttimes@cttimes.org  
 Edition: 6000 copies. The first party: 1000 copies.  
 The Journal is registered by the Federal Agency of Press and Mass Communication of Russian Federation.  
 Registration number ПИ № ФС 77-55830 dated 30.10.2013.

## Дорогие друзья!

Вашему вниманию представлен свежий номер журнала. Этот выпуск особенно значим для всей команды «Времени колтюбинга»: редакции, редакционного совета и, надеюсь, широкого круга читателей. Журналу исполнилось 20 лет!

Два десятилетия – почтенный возраст для издания, действующего на бурном российском рынке специализированной периодики в турбулентном море колебаний цен на углеводороды и ковидных локдаунов. За эти годы журнал стал узнаваемым, получил несколько почетных наград. Можно с уверенностью сказать, что он нашел свою тематическую нишу, коей является информационная поддержка высокотехнологичного нефтегазового сервиса, и методично отслеживает прогрессивные тренды, появляющиеся в этом сегменте. Получаемая редакцией обратная связь свидетельствует, что издание стало своеобразным ядром приверженцев технологий ГНКТ и ГРП – инженеров-нефтяников, создателей инновационных технологий, производителей, разрабатывающих и выпускающих оборудование. Очной встречей ярких представителей этого сообщества является ежегодная Международная научно-практическая конференция «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы», соорганизатором которой выступает «Время колтюбинга».

Я поздравляю журнал с юбилеем и желаю ему процветания, расширения авторского актива и читательской аудитории, прорывных идей и непреходящих тем! Новых «круглых» номеров и высоких наград!

На какие публикации хочется обратить ваше внимание в этом выпуске? Прежде всего, на статью «Увеличение зоны охвата скважины – микроГНКТ для задач радиального вскрытия пласта». Специалисты из компании «Газпромнефть – Заполярье», «Газпромнефть НТЦ» и Тюменского индустриального университета описали этапы проведения работ и многообещающие результаты применения технологии радиального вскрытия пласта для скважин, отнесенных к категории ТРИЗ.

В рубрике «Практика» вы прочтете интервью с директором ООО «Новые технологии севера» И.В. Лесем, с оптимизмом утверждающим, что



в обозримом будущем будут востребованы «все технологии, направленные на геолого-технические мероприятия, ремонт скважин, увеличение коэффициента извлечения нефти, а также эффективную ее переработку».

Рубрика «Оборудование» познакомит вас с характеристиками установки дозирования химреагентов УХР6 для высокорасходного ГРП, созданной Группой ФИД. Установка предназначена для дозирования и подачи жидких химических реагентов в технологическую жидкость в процессе проведения работ по

ГРП, в том числе высокорасходному, а также для проведения кислотных ГРП без привлечения расклинивающих реагентов.

Интересна, на мой взгляд, и статья специалистов РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина «Исследование процесса ингибирования кислотной коррозии стали гибких труб», в которой даны результаты сравнительных испытаний двух образцов ГНКТ отечественного и зарубежного производства на предмет устойчивости к коррозии. Информация о том, какие производители скрываются под псевдонимами «Образец 1» и «Образец 2», имеется в редакции. Она может быть предоставлена по вашему запросу.

Этот номер журнала будет распространяться на осенних конференциях и выставках в Санкт-Петербурге, Сургуте, Алматы, Витебске и, конечно же, на 23-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы», которая состоится 17-18 ноября 2022 года в Москве. Редакция журнала намерена провести анкетирование участников конференции, чтобы суммировать общие интересы и определить дальнейшие пути развития проекта «Время колтюбинга».

Надеюсь, что конференция, как обычно, пройдет успешно. Жду скорой очной встречи с вами, дорогие читатели!

*Елена Лапотентова, председатель редакционного совета журнала «Время колтюбинга»*

## ПЕРСПЕКТИВЫ

- 6** Навстречу 23-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы»

## ЮБИЛЕЙ

- 8** 20 лет без единой остановки  
*Наш журнал празднует юбилей!*

## ПЕРСПЕКТИВЫ

- 14** Критически важно создание полных цепочек отечественного оборудования

## ТЕХНОЛОГИИ

- 22** **А.В. Трифанов, А.С. Кичигин, Е.Н. Козлов, С.М. Симаков, Д.С. Леонтьев**

Увеличение зоны охвата скважины – микроГНКТ для задач радиального вскрытия пласта

- 28** **А.С. Кичигин, Д.В. Нуриев, Е.Н. Козлов, Е.Д. Дмитриев, С.М. Симаков**

Применение извлекаемой мостовой пакер-пробки для временной изоляции продуктивного горизонта и вязкоупругого состава для ее безопасного извлечения при продолжительных ремонтных работах на газоконденсатных скважинах

- 34** Тезисы Конференции по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам SPE/ICoTA 2022 (часть 1)

- 34** *Секция 1. Горизонтальные и многоствольные скважины: вызовы и решения*

- 41** *Секция 2. Повышение операционной эффективности, качества, улучшение техники безопасности, охраны окружающей среды и управления скважиной*

- 47** *Секция 3. Внутрискважинные работы в экстремальных условиях*

- 56** **К.Н. Алегин, А.Ю. Авиллов**  
ООО «ВETERAN»: Применение инновационных технологий – залог успешного результата!

## ПРАКТИКА

- 58** Мы изначально шли с импортоопережением (Беседа с **И.В. Лесем**, директором ООО «Новые технологии севера»)

## ОБОРУДОВАНИЕ

- 62** Установка дозирования химреагентов УХР6 для высокорасходного ГРП

- 66** ООО «СТАР ТЬЮБИНГ» – нам 1 год!

- 68** **Л.А. Магадова, Л.Ф. Давлетшина, К.А. Потешкина, В.Д. Котехова, А.Н. Галкина, Д.Н. Климов**

Исследование процесса ингибирования кислотной коррозии стали гибких труб

## НЕФТЕПРОМЫСЛОВАЯ ХИМИЯ

- 76** Материалы для ремонтно-изоляционных работ

- 76** *Исследование упруго-прочностных свойств изоляционного состава на основе эпоксидных смол*

- 78** *Разработка и исследование селективного тампонажного раствора на ПАВ-полимерной основе*

- 79** *Исследование растворимости изоляционного материала на основе магнезиального цемента для ремонта и глушения скважин*

- 81** *Блокирующий состав на биополимерной основе*

- 82** *Испытания коркообразующих блокирующих составов для глушения скважин на месторождениях Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, осложненных высоким содержанием сероводорода*

**84** *Анализ успешности технологий восстановления герметичности крепи скважин и ограничения водопритока*

**86** *Химический метод укрепления разуплотненной призабойной зоны пласта*

### **КОНФЕРЕНЦИИ И ВЫСТАВКИ**

**87** *Международная выставка «Нефтегаз-2022» и Национальный нефтегазовый форум: курс на технологический суверенитет и новые программы импортозамещения*

**94** *IX Международная (XVII Всероссийская) научно-практическая конференция «Нефтепромысловая химия»*

**97** **НОВОСТИ**

### **PROSPECTS**

**6** *Towards the 23<sup>rd</sup> International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference*

### **JUBILEE**

**8** *20 Years Non-Stop Our journal is celebrating its anniversary!*

### **TECHNOLOGIES**

**22** **A.V. Trifanov, A.S. Kichigin, E.N. Kozlov, S.M. Simakov, D.S. Leontiev**  
*Increasing the Well Coverage Zone – Micro-CT Application for Radial Jetting*

**28** **A.S. Kichigin, D.V. Nuriev, E.N. Kozlov, E.D. Dmitriev, S.M. Simakov**  
*Temporary Packer Isolation of Productive Zone for Long Lateral Gas Well Workover Operations and Implementation of Viscoelastic System for Safe Packer Removal*

**34** *SPE/ICoTA Coiled Tubing & Well Intervention Conference 2022 Abstracts (Part 1)*

**34** *Session 1. Horizontal and multilateral challenges and solutions*

**41** *Session 2. Improving operational efficiency, QHSE, and well control*

**47** *Session 3. Intervention solutions in extreme well conditions*

### **PRACTICE**

**58** *We Initially Went Ahead of Import (Interview with I.V. Les, director of New Technologies of the North LLC)*

### **EQUIPMENT**

**68** **L.A. Magadova, L.F. Davletshina, K.A. Poteshkina, V.D. Kotekhova, A.N. Galkina, D.N. Klimov**  
*Study of the Process of Inhibition of Acid Corrosion of Steel Coiled Tubing*

# *С Днем нефтяника!*



## 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

Официальная поддержка: Министерство  
энергетики Российской Федерации и Министерство  
промышленности и торговли Российской Федерации



Supported by the Ministry of Energy and the Ministry  
of Industry and Trade 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 и Министерство промышленности и торговли 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

#### 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 and the Ministry of Industry and Trade 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

**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**

Официальная поддержка: Министерство  
энергетики Российской Федерации и Министерство  
промышленности и торговли Российской Федерации



Supported by the Ministry of Energy and the Ministry  
of Industry and Trade of the Russian Federation

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

Делегатами конференции неизменно являются представители таких известных российских и международных компаний, как «Роснефть», «Газпром», «Газпром нефть», «ЛУКОЙЛ», «Шлюмберже», Weatherford, Baker Hughes, Halliburton, «Белоруснефть», «Татнефть», «Пакер Сервис», «ТаграС-РемСервис», «Ветеран», «ФракДжет-Волга», «ЭСТМ», Группа ФИД, «БВТ-Восток», «ФИДМАШ», «Иркутская нефтяная компания», Eriell Group, «НОВАТЭК», Welltec 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: [mamontov@cttimes.org](mailto:mamontov@cttimes.org)  
Тел. +7 (495) 481-34-97 (101)  
[www.cttimes.org](http://www.cttimes.org)

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

Conference is held on an annual basis. It is the Russian longest-standing professional forum for oil and gas services specialists, purchasers of high-tech oilfield services and manufacturers of oilfield equipment.

The conference is attended by the representatives of such well-known Russian and International companies as Rosneft, Gazprom, Gazprom-neft, LUKOIL, Schlumberger, Weatherford, Baker Hughes, Halliburton, Belorusneft, Tatneft, Packer-Service, TagraS-RemService, Veteran, Frac-Jet Volga, ESTM, FID Group, BVT-Vostok, Fidmash, Irkutsk Oil Company, Eriell Group, NOVATEK, Welltec, 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: [mamontov@cttimes.org](mailto:mamontov@cttimes.org)  
Тел. +7 (495) 481-34-97 (101)  
[www.cttimes.org/en/](http://www.cttimes.org/en/)

*We look forward to meeting you!  
Organizing Committee*

# 20 лет без единой остановки 20 Years Non-Stop

## Наш журнал празднует юбилей!

Двадцать лет назад вышел первый номер «Времени колтюбинга». В нем еще не было параллельного английского текста, объем насчитывал всего 32 страницы, еще только нащупывалась рубрикация и обсуждались подходы к форме изложения сложных для восприятия сведений о редкой тогда, но многообещающей для России технологии. Но уже в конце 2003 года журнал стал двуязычным, а к 2007 году была уточнена концепция, в которой проект «Время колтюбинга» смог чувствовать себя вполне устойчиво, интенсивно развиваться, расширять тематику – от почти исключительно вопросов применения ГНКТ до широкого спектра инновационных технологий нефтегазового сервиса.

Что же предшествовало созданию журнала? В конце 1990-х годов прошли I Всероссийская колтюбинговая конференция, в которой приняли участие представители всех крупных российских добывающих и сервисных компаний, и II Всероссийская научно-техническая конференция по проблемам колтюбинга в нефтегазовом комплексе России, где основные проблемы развития отечественного нефтегазового сервиса были поставлены, а пути их решения намечены.

## Our journal is celebrating its anniversary!

It has been twenty years since the first issue of the Coiled Tubing Times Journal was published. That first issue did not provide the English version and contained only 32 pages, its columns and headings did not yet take their final appearance and the choice of approach to presenting information on a complicated technology which was then a rare one, though promising, in Russia and the CIS, was still under discussion. But already at the end of 2003, the journal became bilingual, and by 2007 the concept was clarified. As a result the Coiled Tubing Time project got a solid foundation to stand on, develop intensively, expand its topics -from coiled tubing proper to a wide range of cutting-edge technologies in the sphere of oil and gas service.

What led up to the creation of the journal? In the late 1990s, the 1st All-Russian Conference on Coiled Tubing Technologies, in which representatives of all major Russian production was held and service companies took part, and the 2nd All-Russian Seminar and Workshop on the Issues of Coiled Tubing in the Russian Oil and Gas Complex which outlined the key problems of the national oil and gas service development and approaches to their solution.

Despite the fact that companies such as LUKOIL and Surgutneftegaz began to introduce coiled tubing



Несмотря на то, что такие компании, как «ЛУКОЙЛ» и «Сургутнефтегаз», начали внедрять колтюбинговые технологии еще в 1993 году, на то время работы с использованием ГНКТ всё еще носили опытный характер. Причин этому было много, но в качестве основных можно отметить отсутствие доступного по цене оборудования и широкой информации о колтюбинговых технологиях и их преимуществах при проведении капитального ремонта скважин и обработке призабойной зоны. Организаторам первых конференций нужно было понять, насколько российские компании заинтересованы в развитии этого сегмента нефтегазового сервиса и в использовании колтюбинга в повседневной практике.

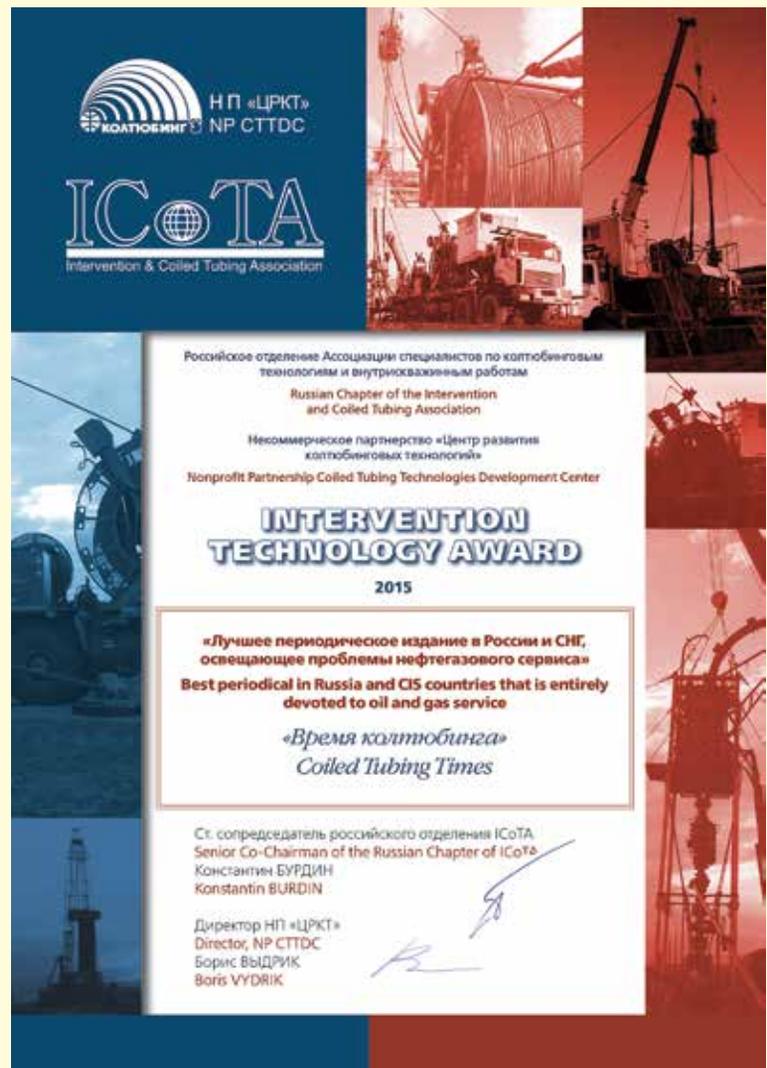
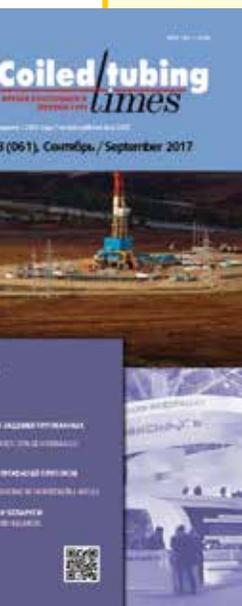
Еще одной актуальной задачей стало внедрение новых колтюбинговых технологий, поскольку на то время подавляющее большинство компаний могли проводить лишь считанные простейшие операции с использованием гибкой трубы.

В резолюции той, самой первой конференции говорилось: «Спрос на применение прогрессивных технологий капитального ремонта скважин с длинномерной колонной труб постоянно растет. Ведущими нефтяными компаниями на агрегатах с ДБТ освоено до 10 наиболее распространенных технологических операций по капитальному ремонту скважин. Остальные компании производят 3–4 операции, связанные с промывкой забоя, гидратных пробок, удалением проппанта после гидроразрыва пласта. Основными проблемами, решение которых могло бы существенно улучшить

technologies back in 1993, at that time, work using coiled tubing was still experimental. There were many reasons for this, but the main ones are the lack of affordable equipment and wide information about coiled tubing technologies and their advantages in well workover and bottomhole treatment. The organizers of the first conferences needed to understand how interested Russian companies are in the development of this segment of oil and gas services and in the use of coiled tubing in everyday practice.

Another urgent task was the introduction of new coiled tubing technologies, since at that time the vast majority of companies could only carry out a few simple operations using coiled tubing.

The resolution of that very first conference stated: “There’s a growing demand for the innovative technologies of workover with coiled tubing. The leading oil companies have mastered 10 most widespread technological operations of workover. The rest fulfill only 3–4 operations related to bottomhole flushing, hydrate deposits, removal of proppant



качество отечественных агрегатов, являются:

- создание высокопрочных длинномерных безмуфтовых труб;
- разработка тягового мехпнзизма (инжектора), позволяющего создавать равномерно сжимающую нагрузку по периметру трубы при тяговом усилии до 40–60 т;
- создание комплекса забойного инструмента для выполнения различных технологических операций».

Сегодня, оглядываясь назад, мы можем не только констатировать, что все поставленные на старте довольно скромные с нынешней точки зрения задачи с блеском решены, но и проследить более чем двадцатилетний безостановочный путь развития колтюбинговых технологий в России. А ведь тогда, в самом начале, яростно спорили даже о том, как называть новшество: ДБТ, БДТ, койлтюбинг, ГНКТ, колтюбинг?.. А теперь загуглите-ка два последних названия!

Разумеется, развитие колтюбинговых технологий в России было бы очень сильно затруднено без создания доступного информационного поля, способствующего развитию сегмента. Нельзя сказать, что до этого материалы об использовании колтюбингового оборудования и технологий были совсем уж недоступны. Существовали публикации Ассоциации специалистов в области колтюбинга и внутрискважинного инструмента (ICoTA), Общества инженеров-нефтяников (SPE), учебники по колтюбингу на английском языке и т. д., определенную информацию можно было найти в виде разрозненных публикаций в российских журналах и учебниках. Однако фактически

after fracturing. The main challenge, which could significantly contribute to quality improving of domestic units, includes the development of:

- high-tensile coiled tubing;
- injector that could create uniform compression load along the tubing perimeter in case the traction power is up to 40–60 tons;
- bottomhole assembly for various technological operations”.

Today, looking back, we can not only state that all the tasks set at the start, quite modest from the current point of view, have been brilliantly solved, but also trace more than twenty years of non-stop development of coiled tubing technologies in Russia. But then, at the very beginning, they even argued furiously about what to call the innovation: long-length flush-joint pipe, flush-joint long-length pipe, coiled tubing, coiled tubing, coiled tubing?.. And now google the last two names!

Of course, the development of coiled tubing technologies in Russia would be very difficult without the creation of an accessible information field that would promote the development of the segment. It cannot be said that prior to this, materials on the use of coiled tubing equipment and technologies were completely unavailable. There were publications of the Association of Coiled Tubing and Downhole Tools (ICoTA), the Society of Petroleum Engineers (SPE), textbooks on coiled tubing in English, etc., some information could be found in the form of scattered publications in Russian journals and textbooks. However, in fact, only since 2001, when the active introduction of coiled tubing technologies began in Russia, materials on their application began to appear actively in almost all industry journals, and a niche was



только с 2001 года, когда в России началось активное внедрение колтюбинговых технологий, материалы по их применению начали активно появляться практически во всех отраслевых журналах и образовалась ниша для появления специализированного издания.

Журнал «Время колтюбинга» был создан в 2002 году основателем Группы ФИД Леонидом Михайловичем Груздиловичем. В начале пути интеллектуальное ядро издания составили конструкторы и инженеры Группы ФИД, на то время – самое компетентное по заявленному кругу вопросов экспертное сообщество в России и СНГ. Была создана профессиональная журналистская редакция, и вскоре «Время колтюбинга» стало полноценным отраслевым ежеквартальником. В 2007 году Л.М. Груздиловичем и редакционным советом была разработана концепция и устойчивая рубрикация журнала. Бренд быстро сделался хорошо узнаваемым и широко известным целевой аудитории.

На определенном этапе потребовалось расширение тематики в соответствии с логикой развития отечественного нефтегазового сервиса. Последние восемь лет издание издается под названием «Время колтюбинга. Время ГРП».

Журнал выходит ежеквартально и является специализированным.

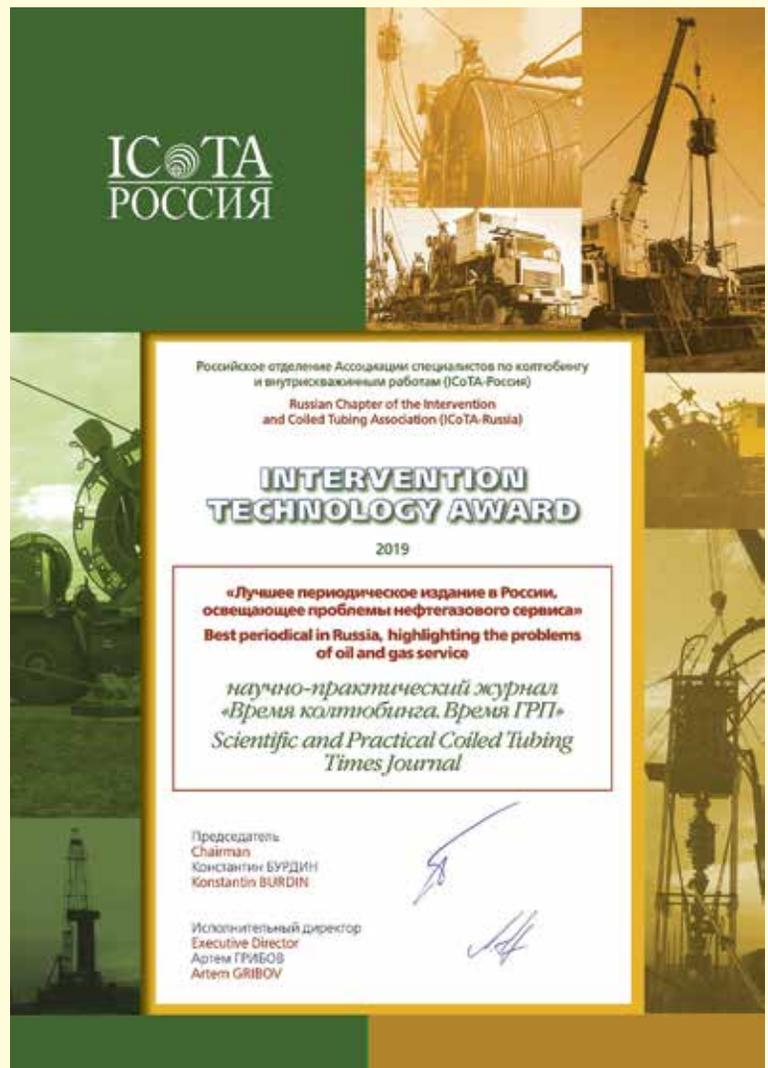
Все эти годы «Время колтюбинга» росло вместе с колтюбингом в России. И наш проект, и отечественный нефтегазовый сервис развивались как качественно, так и количественно. У журнала увеличивались объем и тираж, множился авторский

formed for the emergence of a specialized publication.

The Coiled Tubing Times Journal was created in 2002 by the founder of the FID Group, Leonid Mikhailovich Hruzdilovich. At the beginning of the journey, the intellectual core of the publication was made up of the designers and engineers of the FID Group, at that time the most competent expert community in Russia and the CIS in terms of the stated range of issues. A professional journalistic editorial office was created, and soon Coiled Tubing Time became a full-fledged industry quarterly. In 2007, L.M. Hruzdilovich and the Editorial Board developed the concept and sustainable heading of the journal. The brand quickly became well-recognised and widely known to the target audience.

At a certain stage, it was necessary to expand the scope in accordance with the logic of the development of the domestic oil and gas service. For the last eight years, the publication has been published under the title Coiled Tubing Times. Hydraulic Fracturing Times.

The journal is published quarterly and is specialized. All these years Coiled Tubing Times has grown along



актив, росла широта распространения, появлялось все больше новых тем. А в нефтегазовом комплексе заявляли о себе новые производители оборудования, организовывались отечественные компании, способные выполнять высококачественный сервис и сложнейшие внутрискважинные операции, росла роль местных сервисных организаций... Рост количества колтюбинговых установок в России в эти годы шел значительно быстрее, чем в среднем по миру, а число производимых с их помощью работ увеличилось многократно. Причем это увеличение сопровождалось усложнением операций: помимо простых промывок все более популярными ныне становятся сложные геофизические исследования скважин с помощью гибкой трубы, направленное колтюбинговое бурение на больших глубинах или использование микроГНКТ для задач радиального вскрытия пласта, о котором вы сможете получить информацию на страницах нынешнего выпуска журнала.

По версии российского отделения Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрисважинным работам (ICoTA-Россия), научно-практический журнал «Время колтюбинга. Время ГРП» дважды (в 2015 и 2019 годах) был признан лучшим периодическим изданием в России и СНГ, освещающим тематику нефтегазового сервиса.

Мы полагаем, что между нашими усилиями по развитию проекта «Время колтюбинга» и успехами технологий ГНКТ в России усматривается прямо пропорциональная зависимость. Надеемся, что вы простите юбиляру некоторую нескромность... ☺

with coiled tubing in Russia. Both our project and the domestic oil and gas service have been developing both qualitatively and quantitatively. The volume and circulation of the magazine increased, the author's asset multiplied, the breadth of distribution grew, more and more new topics appeared. And in the oil and gas complex, new equipment manufacturers announced themselves, domestic companies were organized capable of performing high-quality service and the most complex downhole operations, the role of local service organizations grew. The growth in the number of coiled tubing units in Russia in these years was much faster than the global the number of works produced with their help has increased many times over. Moreover, this increase was accompanied by a complication of operations: in addition to simple flushing, complex geophysical well surveys using coiled tubing, directional coiled tubing drilling at great depths, or the use of micro coiled tubing for the tasks of radial opening of the reservoir, which you can get information on the pages of this issue, are becoming more and more popular.

According to the Russian branch of the Association of Specialists in Coiled Tubing Technologies and Downhole Operations (ICoTA-Russia), the scientific and practical journal Coiled Tubing Times was twice (in 2015 and 2019) recognized as the best periodical in Russia and the CIS covering the topics of oilfield services.

We believe that there is a directly proportional relationship between our efforts to develop the Coiled Tubing Times project and the success of coiled tubing technologies in Russia. We hope that you will forgive the hero of the day some indiscretion... ☺



# 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)



# КРИТИЧЕСКИ ВАЖНО СОЗДАНИЕ ПОЛНЫХ ЦЕПОЧЕК ОТЕЧЕСТВЕННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Девизом Национального нефтегазового форума – 2022, состоявшегося совместно с Международной выставкой «Нефтегаз-2022» в ЦВК «Экспоцентр» в Москве, была объявлена «Игра в трансформацию». Тематика первой пленарной сессии была сформулирована как «Экономика, технологии и новые вызовы ТЭК: взгляд из России на трансформацию нефтегазовых рынков». Предполагалось, что речь пойдет, как и в прошлом году, о вызовах со стороны декарбонизации, «зеленой» энергетики и энергоперехода. Однако события, произошедшие незадолго до форума, полностью изменили его повестку. В условиях санкций разработка отечественных технологий является уже вопросом выживания не только топливно-энергетического сектора, но и экономики в целом. На выставке и форуме были представлены сотни новых идей в области импортозамещения. Во многих случаях речь шла не просто об импортозамещении, а об импортоопережении: создании технологий, которые не только заменяют, но и превосходят иностранные образцы. К слову, нынешний форум стал в полной мере национальным: в отсутствие иностранных спикеров и делегатов впервые даже отпала необходимость в синхронном переводе.

Помощник руководителя Администрации Президента Российской Федерации Анатолий Яновский констатировал, что в последние тридцать лет российский ТЭК ставил своей задачей встраивание в международное разделение труда, где России была отведена роль сырьевого придатка: добывать больше и поставлять на экспорт. Исходя из специфики подобных механизмов, совершить техническую революцию в отрасли практически невозможно. Теперь пришло время вплотную заняться импортозамещением оборудования, технологий и развитием инфраструктуры.

К слову, эти задачи были сформулированы еще в стратегии энергетического развития в 2003 году. Но за прошедшее время

было сделано явно недостаточно, и теперь нужно поставить понятные цели в двухлетней перспективе.

Яновскому возразил заместитель министра

промышленности и торговли Российской Федерации Михаил Иванов, считающий, что в области импортозамещения не только были поставлены задачи, но и достигнуты определенные успехи. В сегменте нефтегазового машиностроения государством было

поддержано более 130 проектов на сумму свыше 18 млрд рублей, что дало результаты, хотя и скромные.

Одним из самых ярких спикеров Форума стал генеральный директор – председатель правления акционерного общества «Росгеология» Сергей Горьков. Он призвал еще активнее заниматься импортозамещением, несмотря на то, что, по оценке Минпромторга, с 2014 года долю отечественного оборудования в ТЭК удалось поднять с сорока процентов до шестидесяти.

Эра больших месторождений закончилась, но с приходом новых технологий изменились и критерии, согласно которым месторождение считается большим. Открываются хорошие перспективы разработки месторождений Восточной Сибири, Дальнего Востока, арктического шельфа, но в нынешней экономической ситуации приоритет будет отдан поиску месторождений на суше и в транзитных зонах – на мелководье и реках.

Из мирового нефтегазового баланса Россию исключить невозможно, однако ключевым вопросом становятся технологии. Критически важно создание полных цепочек отечественного оборудования. Сейчас цепочки разорваны.

На совещании у президента Российской Федерации

В сегменте нефтегазового машиностроения государством было поддержано более 130 проектов на сумму свыше 18 млрд рублей.

Эра больших месторождений закончилась, но с приходом новых технологий изменились и критерии, согласно которым месторождение считается большим.



Владимира Путина, состоявшемся 14 апреля 2022 года, было принято решение сформировать общие пакеты заказов на проектирование и изготовление нефтегазового оборудования, а также были актуализированы системные проекты, которые необходимо реализовывать в краткосрочной перспективе. Они включают обеспечение круглогодичной навигации

Северного морского пути, строительство Северного широтного хода, разработку месторождений на шельфе Северного Ледовитого океана. Однако на шельфе импортозависимость очень велика: пока задействовано лишь 25% отечественных машин и агрегатов, остальные

**На шельфе импортозависимость очень велика: пока задействовано лишь 25% отечественных машин и агрегатов, остальные три четверти – импортное оборудование.**

три четверти – импортное оборудование. А в остальных сегментах опора делается на российские, даже не на китайские, технологии.

«Росгеология» еще в 2019 году начала активные инвестиции в разработку собственных технологий. А в 2020-м, несмотря на пандемию, продолжала вложения. Закупленные тогда российские буровые установки позволяют сегодня бурить уникальные скважины в самых непростых условиях – в том числе в Арктике.

Горьков привел конкретные примеры собственных разработок «Росгеологии», уже прошедших НОИКР и готовых к серийному производству. Это буксируемые косы, донные геофизические системы, подводные глубоководные аппараты для погружения на 500 и даже на 1000 метров, беспилотные комплексы для геологической аэрозондировки, вибросейсмический комплекс... Новейшая российская машина МЗ для

разведки месторождений создавалась на предприятии в Кимрах в Тверской области. Сейчас она уже готова к серийному выпуску. В ходе успешно завершённых испытаний подтвердилось, что МЗ превосходит западные аналоги. «Мы вполне можем вытеснить этой машиной американские и французские», – считает Горьков.

Будет очень востребован незаменимый в высоких широтах планшет геолога. Как известно, большинство иностранных гаджетов на холоде быстро теряют заряд. А российский способен работать восемь часов при температуре -30 °С.

«Как быстро перейти от НИОКР к производству? Секрет прост: работать в партнерстве, потому что внутренние разработки, какая бы большая компания ни была, – это очень длинный путь. К примеру, «Росгеология» целый ряд проектов дорабатывает совместно с Кировским заводом. Важно исследование рынка, правильное техническое задание, обратная связь в режиме реального времени, а также прикладная наука, потому что, если вы просто скопируете образец, то маловероятно, что он получится лучше оригинала. И конечно, нужны субсидии от государства. Все это позволит сократить внедрение новой разработки с 3–5 до 2–3 лет. А это сегодня существенно!» – поделился опытом Горьков.

«Из мирового нефтегазового баланса Россию исключить невозможно», – эти слова Горькова звучат как аксиома. Да, Россия – великая энергетическая держава, значительная часть бюджета которой формируется за счет экспорта углеводородов. Однако основа ее величия кроется не столько в количестве поставляемого сырья, сколько в инфраструктуре по его приемке импортерами. Доля России в мировом экспорте нефти составляет 8,4% – одну двенадцатую часть.

**Как быстро перейти от НИОКР к производству? Секрет прост: работать в партнерстве, потому что внутренние разработки, какая бы большая компания ни была, это очень длинный путь.**

Общеввропейская потребности в нефти – 550 млн т в год. Из них 150 млн т «старушка» добывает сама (Норвегия – 92 млн т, Великобритания – 48 млн т, Дания, Румыния, Италия и т. д. – остальное). Европа импортирует 400 млн т нефти в год, из них российской – 108 млн т (около 20%). Если принять

во внимание громкие инициативы по декарбонизации и прочей моде на зеленый цвет, то в обозримой перспективе доля российской нефти может быть в Европе редуцирована или – проще – заменена на нефть других производителей. Тем более что мировой рынок нефти регулируем и основные экспортеры черного золота искусственно

**Если принять во внимание громкие инициативы по декарбонизации и прочей моде на зеленый цвет, то в обозримой перспективе доля российской нефти может быть в Европе редуцирована или – проще – заменена на нефть других производителей.**

ограничивают свои объемы добычи по взмаху дирижерской палочки ОПЕК. Так что российскую нефть, в общем-то, нетрудно заместить в перспективе поставками из других стран. Вопрос в цене, которая может высоко взлететь при подобной «перестройке». Готовы ли к этому европейцы?

С газом совсем другая история, поскольку его труднее доставлять потребителю.

Есть два основных пути транспортировки газа: трубопровод и доставка СПГ, для последнего нужны заводы

по сжижению, суда-газовозы и терминалы в портах.

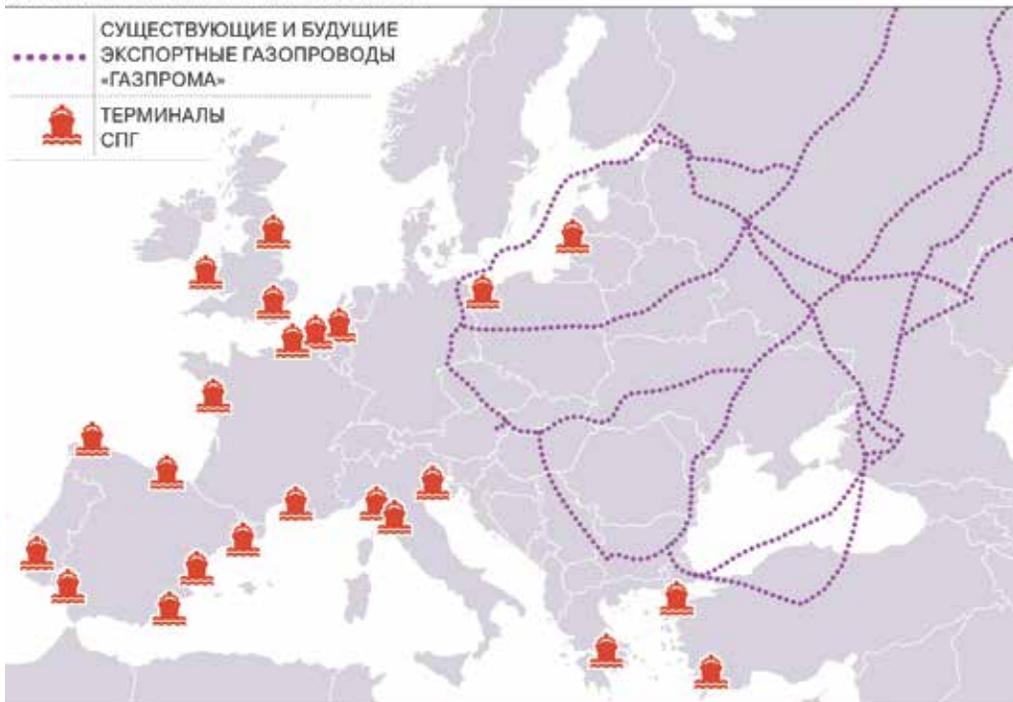
Доля России в мировом экспорте природного газа – всего 6,2%. В 2021 году в ЕС поступило из России 155 млрд кубометров газа. «Северный поток – 1» качает 59 млрд кубометров газа в год. Для сравнения: Норвегия поставляет по трубопроводу на континент 128 млрд кубометров газа в год.

Недавно Евросоюзом был принят план сокращения использования природного газа, предусматривающий,



## ЭКСПОРТНОЕ КОЛЬЦО «ГАЗПРОМА» И ТЕРМИНАЛЫ СПГ В ЕВРОПЕ

ИСТОЧНИК: «ГАЗПРОМ», ENTSOG, GNIIGNL.



что все страны ЕС добровольно уменьшат использование газа на 15% с начала августа 2022 года и до марта следующего года по сравнению со средним употреблением за последние пять лет в аналогичный период. Еврокомиссия считает, что страны ЕС способны таким образом сэкономить 45 млрд кубометров газа. Германии при этом предложено сократить использование газа примерно на 10 млрд кубометров. Чтобы не платить зимой за отопление, немецкие пенсионеры стали активно бронировать туры на юг: в Тунис, Турцию, Египет, на Канарские острова... В то же время некоторые страны, например Испания и Италия, добились для себя исключения из плана экономии газа и намерены сократить его использование менее чем на 15%. Чрезвычайный план будет действовать один год.

Существует ли для европейцев альтернатива российскому газу? На этот вопрос нет четкого ответа. Впрочем, осенью, когда выйдет журнал, кое-что прояснится. Как минимум

**В 2021 году в ЕС поступило из России 155 млрд кубометров газа.**

**Если в значительной части Восточной Европы инфраструктура по доставке СПГ вглубь территории почти отсутствует, то все побережье Западной Европы уже усеяно принимающими терминалами.**

Европа поймет, сможет ли она отказаться от российского газа в намеченной перспективе...

Бесспорно, что трубопроводный газ стоит значительно дешевле, однако тренд на строительство терминалов по приему СПГ набирает силу. И если в значительной части Восточной Европы инфраструктура по доставке СПГ вглубь территории почти отсутствует (что делает на сегодняшний день безальтернативными действующие газопроводы), то все побережье Западной Европы уже усеяно принимающими терминалами.

Однако и там только примерно четверть мощностей терминалов имеют возможность отправить этот газ далее по существующим газопроводам, так что инфраструктура требует значительных капиталовложений.

По состоянию на 2019 год в Европе действовало 28 терминалов и строилось еще 22. Еще в 2016 году имевшиеся терминалы позволяли принимать 218 млрд кубометров газа в год – почти вдвое больше, чем закачивается из России. В 2018 году в мире совокупно производилось 380 млрд кубометров газа – втрое больше, чем Россия поставляет по трубопроводам. То есть терминалы были загружены всего примерно на четверть, поскольку российский газ имел (и имеет) приоритет по цене. Однако геополитическая ситуация изменилась, и уже весной-2022 загрузка европейских терминалов выросла до 59%.

Вместо трубопроводов с востока терминалы СПГ открывают более широкий круг потенциальных поставщиков. До сих пор одним из главных спонсоров этого сдвига были Соединенные Штаты. В первой половине 2022 года США стали крупнейшим в мире поставщиком СПГ, при этом 71% их экспорта приходится на ЕС и Великобританию. В целом экспорт



**Число работающих (синим) и запланированных (голубым) терминалов по приему СПГ в разных странах Европы. Данные: Gas Infrastructure Europe, источник: Statista**

составлял в среднем 317 млн кубометров в сутки за отчетный период. Загрузка пиковых мощностей на семи объектах по экспорту СПГ в США в среднем составляла 87% в первой половине 2022 года, что аналогично средней загрузке в 2021 году.

«Экспорт СПГ из США вырос по трем причинам: увеличение экспортных мощностей СПГ, повышение международных цен на природный газ и СПГ и увеличение мирового спроса, особенно в Европе», — говорится в отчете EIA.

Германия потребляет около 100 млрд кубометров в год природного газа, из которых около 55% поступает из России, а меньшие объемы – из Нидерландов и Норвегии. После 24 февраля ФРГ объявила о строительстве трех терминалов по приему СПГ. Немецкая регазификационная инфраструктура пополнилась также четырьмя плавучими СПГ-терминалами, каждый мощностью 5 млрд кубометров в год. Чехия, не имеющая выхода к морю, заключила контракт с нидерландским плавучим СПГ-терминалом в Эмсхавене. Он должен войти в строй к нынешней зиме и сможет ежегодно выдавать 8 млрд кубометров газа. Тем самым будет заменена примерно треть объемов, которые раньше приходили в Чехию из России.

В Испании уже имеется шесть действующих терминалов, в

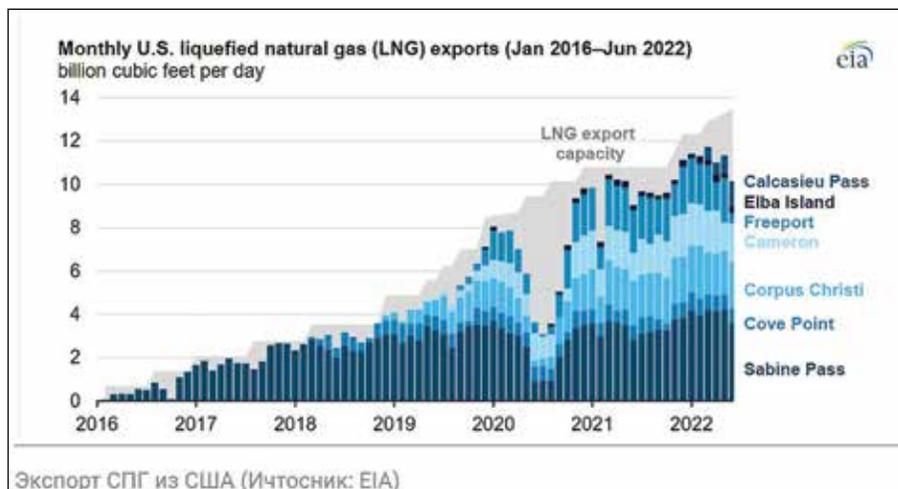
то время как во Франции и Турции – по четыре, и обе страны планируют добавить еще по одному. Италия имеет три действующих терминала и догонит Испанию после того, как будут построены три запланированных терминала. В настоящее время также планируется увеличение мощностей ряда терминалов СПГ на континенте.

Так что нехватки приемных СПГ-терминалов в Евросоюзе не будет. Что же касается поставок сжиженного газа, то его притоку со всего мира в Европу в краткосрочном плане, в ближайшие месяцы и предстоящей зимой, будут весьма способствовать высокие цены на рынке ЕС, которые пока заметно превосходят азиатские.

превосходят азиатские.

В среднесрочной перспективе в условиях всемирного бума СПГ можно ожидать существенного увеличения как объемов поставок, так и числа экспортеров на европейский рынок. Это, к примеру, Катар, который в 2024 году введет в строй в США завод по сжижению газа, ориентированный на европейский рынок. Или набирающий обороты проект сжижения израильского газа на двух заводах в Египте с последующей отправкой в ЕС.

Продолжат развиваться и маршруты поставок трубопроводного газа в ЕС. В ближайшие пять лет намерен более чем удвоить поставки газа на европейский рынок и довести их как минимум до 20 млрд кубометров в год Азербайджан. Первое существенное увеличение объемов ожидается уже в 2023 году: азербайджанский



экспорт газа в ЕС должен вырасти с нынешних 8,1 млрд кубометров до 12 млрд кубометров. До конца нынешнего года до 25 млрд кубометров вырастут поставки газа в Италию из Алжира. На этом рынке до сих пор лидировала Россия, от которой Италия получила в 2021

году 29 млрд кубометров газа. В обоих случаях (Азербайджана и Алжира) речь идет о трубопроводном газе, который дешевле СПГ и, в отличие от него, не может быть перенаправлен в Азию, если цены там окажутся выше.

В Центральной Европе, в свою очередь, возрастет экспортная роль Норвегии. Она, по всей видимости, уже, обогнав Россию, стала главным поставщиком трубопроводного газа для крупнейшего потребителя в ЕС – Германии. А в нынешнем октябре должна начаться эксплуатация газопровода Baltic Pipe мощностью 10 млрд кубометров в год. Он проложен от норвежских месторождений в Северном море через Данию и Балтийское море в Польшу и способен полностью заменить ей поставки «Газпрома».

17 мая 2022 года президент Владимир Путин провел совещание, повесткой которого стала государственная поддержка нефтегазовой отрасли. Президент поручил выстроить в нефтяной отрасли вертикальную цепочку от добычи до потребителя. Дополнительную нефть получит как внутренний рынок, которому теперь будет отдан приоритет, так и рынки стан Азии, для чего будет строиться третья ветка нефтепровода Восточная Сибирь – Тихий океан. Иными словами, главная цель нефтяной отрасли – срочная переориентация с преимущественного экспорта (в прошлом году была экспортирована почти половина добытой нефти) на покрытие потребностей внутреннего рынка. Несмотря на все санкционные проблемы, выход есть. Находится он на пути создания новых бизнес-моделей при ориентации на внутренний

**Экспорт СПГ из США вырос по трем причинам: увеличение экспортных мощностей СПГ, повышение международных цен на природный газ и СПГ и увеличение мирового спроса, особенно в Европе.**

**Государство будет всемерно «стимулировать проекты, связанные с глубокой переработкой сырья и развитием отечественных технологий нефтесервиса, включая освоение и эксплуатацию месторождений».**

рынок, переработку и на новые экспортные рынки и коридоры.

С этой целью государство будет, как обещал президент, всемерно «стимулировать проекты, связанные с глубокой переработкой сырья и развитием отечественных технологий нефтесервиса, включая освоение и эксплуатацию месторождений».

Владимир Путин обращается к теме поддержки российского ТЭК в условиях санкций практически постоянно, поскольку отрасль – самый крупный поставщик в бюджет и на внутренний рынок финансовых ресурсов. Западные рестрикции против отечественной нефтегазовой отрасли постоянно нарастают. США, Канада, Великобритания уже ввели нефтяное эмбарго. Правда, российские поставки в эти страны были относительно невелики и поэтому особого урона этот запрет российскому ТЭК не принес.

Однако крупнейшие европейские и даже азиатские нефтетрейдеры (например, швейцарско-нидерландская Vitol и сингапурская Trafigura) стали одним за другим сокращать закупки нефти в России. Россию покинули американская компания ExxonMobil, британская BP, англо-голландская Shell. С 15 мая всем европейским энергокомпаниям Еврокомиссия запретила приобретать нефть у госкомпаний «Роснефть» и «Газпром нефть».

По данным Международного энергетического агентства (МЭА), в апреле экспорт нефти из России вырос на 620 000 барр./сут. и достиг 8,1 млн, что близко к февральскому уровню. Поставки в ЕС, США и Великобританию при этом сократились на 1,2 млн барр./сут. Зато объемы, поставляемые в Индию и Турцию, выросли на 730 000 и 180 000 барр./сут. соответственно. И Россия, по оценкам индийских СМИ, переместилась с 10-го на 4-е место по импорту в страну нефти. Российские экспортеры в основном выполнили задание президента – нашли новые рынки сбыта для российской нефти и переориентировали часть поставок с Запада на Восток – в страны Азиатско-Тихоокеанского региона. Однако имеющаяся инфраструктура не позволяет переориентироваться быстро. К тому же, наращивая поставки в Китай, можно столкнуться с риском зависимости от «главного покупателя».

Но восстановление экспортных позиций обошлось не бесплатно. Пришлось сбросить цены на Urals по сравнению с Brent, скидка

составляет до \$30 в расчете на баррель. Это временное решение до тех пор, пока не будут выстроены новые цепочки поставок. Вынуждены отечественные экспортеры и переплачивать за фрахт танкеров. Сейчас доставка 120 тыс. т нефти из Приморска в Роттердам стоит \$5 млн вместо прежних \$600–700 тыс. Но все равно доходы от экспорта нефти в этом году из-за более высоких мировых цен существенно выше, чем в 2021-м.

Но текущие уровни добычи нефтяная промышленность России не удержит, полагают в МЭА. В настоящее время европейцы стараются закупиться по максимуму, поскольку к концу года вступит в силу эмбарго Евросоюза. Оно также включает и запрет на страхование танкерных перевозок, что оставит невостребованными поставки сырой нефти на 1,3 млн баррелей в сутки, а также нефтепродуктов на 1 млн. Перенаправить их в Азию в полном объеме будет сложно. С середины июня Индия и Китай сокращают закупки российских баррелей: в начале августа они приобретали 1,76 млн баррелей в сутки против 2,1 млн в мае и апреле.

Итогом, как полагают в МЭА, станет снижение добычи, которое к концу года уберет с рынка каждый пятый российский баррель. Нефтяники, как следует из прогноза агентства, потеряют около 2 млн баррелей ежедневной добычи, а ее общий уровень опустится примерно до 8,8 млн баррелей в сутки – минимума с 2003 года.

К началу 2023 года добыча нефти в России может упасть на 20%, что станет одним из сильнейших обвалов за всю историю разработки залежей черного золота, следует из прогноза. Сопоставимые объемы российская «нефтянка» теряла лишь дважды в современной истории: во время кризиса пандемии (минус 2 млн баррелей в день) и по итогам развала СССР (минус 5,4 млн баррелей в день с 1987 по 1996 год). Спад добычи будет усиливаться по мере того, как эмбарго ЕС начнет вступать в силу, предупреждает МЭА.

Ситуацию усугубляет то, что, теряя рынки сбыта, российские нефтяные компании лишились еще и прогрессивных технологий. В марте крупнейшие иностранные

**В этих иностранных компаниях («большой четверки». – Прим. ред.) работают наши люди. Они все равно продолжают здесь работать.**

**Сегодня сырьевая концепция теряет актуальность, экспорт углеводородов из России снижается, сокращение к 2030 году будет значительным.**

**Производство и логистика СПГ – первоочередная задача для России, для чего было бы целесообразно создать несколько кластеров, к примеру, на Ямале и Дальнем Востоке.**

нефтесервисные компании («Шлюмберже», Baker Hughes, Weatherford и Halliburton) объявили о приостановке поставок и новых инвестиций в российские проекты. А 8 апреля ЕС расширил ограничения на поставки в Россию оборудования и технологий для добычи и переработки нефти.

«Это окажет существенное негативное влияние на добычу, – пишут аналитики Промсвязьбанка (ПСБ). – Несмотря на то что бурение скважин производится в основном отечественными компаниями, высокотехнологичные решения остаются по большей части прерогативой иностранных компаний».

Максимально высока их доля в сегменте услуг по интенсификации добычи и увеличению нефтеотдачи (50%) и в технологиях разработки трудноизвлекаемых запасов (60%).

Комментируя решение «большой четверки», вице-премьер правительства РФ Александр Новак отметил, что, несмотря на их уход, в стране останутся специалисты предприятий. «В этих иностранных компаниях («большой четверки». – Прим. ред.) работают наши люди. Они все равно как минимум продолжают здесь работать, с точки зрения рабочих мест, которые, как я уже говорил, есть задача сохранять», – подчеркнул вице-премьер и

добавил, что в настоящее время добыча нефти осуществляется в полном объеме, нефтесервисные предприятия загружены.

Но вернемся на форум. Дискуссию поддержал управляющий директор VYGON Consulting Григорий Выгон: «Сегодня сырьевая концепция теряет актуальность, экспорт углеводородов из России снижается, сокращение к 2030 году будет

значительным». Эксперт согласен с мнением, что в обозримом будущем Европа откажется от трубопроводных поставок углеводородов, перевес будет увеличиваться в сторону морских перевозок СПГ. Это и есть точка роста. Среди направлений поставок наибольшую долю занимает Азия (73,1%). Доля Латинской Америки увеличилась до 13,1% за счет импорта

в Бразилию и Аргентину. Спрос на СПГ растет во всем мире, поэтому Выгон подчеркнул, что развивать производство и логистику СПГ – первоочередная задача для России, для чего было бы целесообразно создать несколько

кластеров, к примеру, на Ямале и Дальнем Востоке. Сжиженный газ оперативно можно направлять туда, где есть спрос и высокая цена. В то же время ЕС почти наверняка откажется от поставок трубопроводного газа из России к 2030 году. А это значит, что дорогостоящая инфраструктура окажется невостребованной, достаточно вспомнить судьбу газопровода «Северный поток – 2».

Пока строительство заводов по производству СПГ и новых нефте- и газопроводов реализуется в России параллельно. Так, в конце прошлого года был дан старт проекту «Сила Сибири – 2». Правительство поставило грандиозную задачу – построить третью ветку нефтепровода Восточная Сибирь – Тихий океан. Сейчас заявленная мощность двух труб доходит до 130 млн т нефти в год. Предлагается нарастить ее на 40–50 млн т, что может в перспективе почти наполовину заместить потенциально выпадающие поставки нефти в ЕС.

Что перевесит – санкции или возможность их обхода – пока не очень ясно. Кстати, у сектора СПГ есть полноценный мультипликативный эффект для развития, в случае если в проекты «зайдет» большая доля российского оборудования, считают аналитики.

Участники дискуссии сошлись на том, что измениться должна не только тактика, но и стратегия развития отрасли. Очевидным становится курс на технологический суверенитет, создание полной цепочки собственного оборудования. В ходе дискуссии о необходимости межотраслевого планирования сомодератор сессии «Экономика, технологии и новые вызовы ТЭК: взгляд из России на трансформацию нефтегазовых рынков», заместитель

**Очевидным становится курс на технологический суверенитет, создание полной цепочки собственного оборудования.**

**Создать высокотехнологичную продукцию для нефтегазовой, угольной или электроэнергетической отрасли невозможно без развитой отечественной металлургии, радиоэлектронной промышленности, химической отрасли, станкостроения и в целом развития российских средств производства.**

генерального директора РЭА Минэнерго России Олег Жданев отметил, что появляется необходимость в целом наборе актуализированных взаимовязанных отраслевых стратегий, которые будут обеспечивать базу для развития отраслей ТЭК.

«Чтобы решился вопрос технологического развития отраслей ТЭК, прежде всего необходимо обеспечить сонаправленное развитие смежных отраслей. Создать высокотехнологичную продукцию для нефтегазовой, угольной

или электроэнергетической отрасли невозможно без развитой отечественной металлургии, радиоэлектронной промышленности, химической отрасли, станкостроения и в целом развития российских средств производства», – подчеркнул Жданев.

Немелодичное слово «импортозависимость» рефреном звучало практически в каждой реплике дискуссии. Реально ли преодолеть зависимость от импорта в короткие сроки? Был сделан вывод: реально, если комплексно развивать целый ряд отраслей, сопряженных с ТЭК (электронику, металлургию, создание новых материалов, химическую промышленность, IT-технологии...)

Это потребует поддержки со стороны государства. Но и сами недропользователи не должны оставаться в стороне. Случившийся кризис – повод не сокращать, а наращивать капитальные вложения, убежден председатель Совета Союза нефтегазопромышленников России Юрий Шафраник.

Сокращать расходы в надежде «перетерпеть» трудные времена – путь в никуда. В то же время есть и хорошие новости – сейчас в отрасли сложились благоприятные условия, два тучных десятилетия обеспечили достаточную финансовую подушку безопасности для проведения необходимого маневра. Задача в любом случае стоит непростая. Успешные примеры решения подобных проблем были, в том числе и в истории России. Удастся ли сотворить экономическое чудо в сложившихся условиях, покажет время.

**Аналитическая группа научно-практического журнала «Время колтюбинга. Время ГРП»**

# Увеличение зоны охвата скважины – микроГНКТ для задач радиального вскрытия пласта

## Increasing the Well Coverage Zone – Micro-CT Application for Radial Jetting

А.В. ТРИФАНОВ, А.С. КИЧИГИН, Е.Н. КОЗЛОВ, ООО «Газпромнефть-Заполярье»; С.М. СИМАКОВ, ООО «Газпромнефть НТЦ»; Д.С. ЛЕОНТЬЕВ, Тюменский индустриальный университет

A.V. TRIFANOV, A.S. KICHIGIN, E.N. KOZLOV, Gazpromneft-Zapolyarye LLC; S.M. SIMAKOV, Gazpromneft STC LLC; D.S. LEONTIEV, Tyumen Industrial University

*Одним из самых сложных этапов заканчивания скважин является вторичное вскрытие продуктивных коллекторов. Именно этот этап требует наиболее внимательного подхода и выбора правильной технологии как при строительстве и реконструкции, так и при капитальном ремонте скважин. Как правило, загрязнение призабойной зоны при первичном вскрытии продуктивных коллекторов зачастую достигает нескольких метров, что делает практически невозможным гидравлически совершенную связь скважины с продуктивным пластом, несмотря на использование различных современных технологий вторичного вскрытия. Технология радиального вскрытия пласта – один из инновационных подходов, направленный на вовлечение небольших залежей нефти, остающихся в стороне от границ действующей разработки, отделенных низкопроницаемыми барьерами.*

*One of the most difficult stages of well completion is the secondary opening of productive layers. It is this stage that requires the most careful approach and the choice of the right technology both during construction and reconstruction, and during workover operations. As a rule, the contamination of the bottomhole zone during the primary opening of productive layers reaches several meters, which makes it almost impossible to provide hydraulically perfect connection of the well with the reservoir, despite the use of various modern technologies of secondary opening. The radial jetting technology is one of the innovative approach aimed at involving small oil deposits that remain away from the boundaries of the current development.*

### Описание технологии

Технология радиального вскрытия пласта на ГНКТ диаметром от 12 мм до 15 мм направлена на увеличение гидродинамической связи скважины с удаленными продуктивными зонами пласта путем создания в нем каналов небольшого диаметра протяженностью до 120 м и углом наклона к оси скважины 45–90°.

Интенсификация добычи нефти и газа

### Technology description

The technology of radial jetting of the reservoir is aimed at increasing the hydrodynamic connection of the well with remote reservoir zones by creating small diameter channels with a length of up to 120 m and an angle of inclination 45–90 degrees.

The production intensification of oil and gas wells as a result is achieved due to the following factors:

- increasing the drainage radius, filtration area and

добывающих скважин в результате достигается за счет следующих факторов:

- увеличения радиуса дренирования, площади фильтрации и притока к скважине;
- приобщения удаленных зон пласта, отделенных низкопроницаемыми барьерами, приобщения макро- и микротрещин;
- преодоления загрязнения призабойной зоны за счет длины создаваемого канала мин 100 м и восстановления продуктивности скважины;
- дополнительного эффекта за счёт химического растворения карбонатов кислотой;
- высокой вероятности вскрытия максимального количества нефтенасыщенных пропластков.

Для эксплуатационной колонны  $\varnothing$  114,3–139,7 мм возможно размещение от 1 до 4 каналов на одном уровне, количество самих уровней не ограничено (рис. 1).

Возможен гибкий дизайн путем вариации числа ярусов и количества каналов на каждом уровне, их азимутальной и зенитной направленности. Технология применима как в обсаженном, так и в открытом стволе скважины.

Вскрытие каналов в продуктивном пласте производится посредством гидроэрозионного разрушения породы кислотным раствором под давлением, создаваемого потока струи до 1020 кг/см<sup>2</sup>, выходящей из гидромониторной насадки, спускаемой на модифицированной ГНКТ (рис. 2).

Перед созданием радиального канала в продуктивном пласте с помощью намыва породы специальной насадкой, винтовым забойным двигателем и специальной фрезой с использованием башмака отклонителя производится сверление отверстия в эксплуатационной колонне диаметром 22 мм так называемым гибким валом\*.

При планировании и подборе скважин по расположению каналов радиального вскрытия пласта присутствует возможность вариации, а именно применение стандартного одно- и мультизонного вскрытия, направленного и мультирасчлененного, и как дополнительная опция – последующая закачка ГРП.

Создание каналов производится следующей последовательностью операций:

1. Глушение скважины, подъем ГНО.
2. Проработка эксплуатационной колонны механическим скребком, операция шаблонирования.
3. Спуск отклоняющего башмака с центраторами и реперного патрубка на НКТ в заданный интервал. Отбивка репера

inflow to the well;

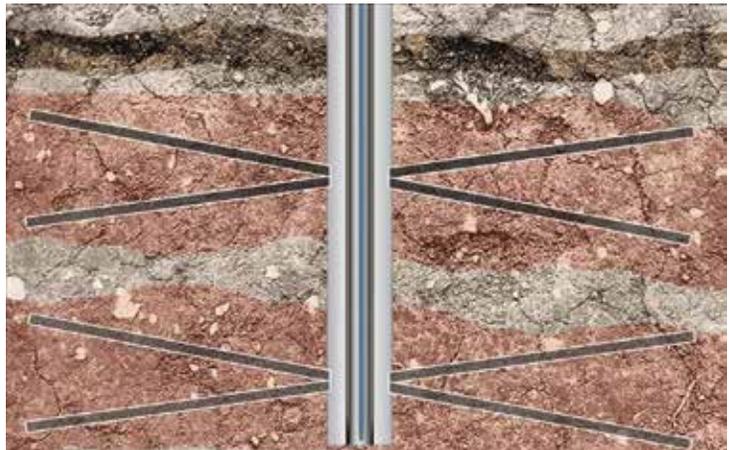
- connection of remote areas of the formation separated by low-permeable barriers, connection of macro and micro cracks;
- overcoming the contamination of the bottom-hole zone and restoring the productivity of the well.
- additional effect due to chemical dissolution of carbonates by acid.

For the casing  $\varnothing$  114.3–139.7 mm, it is possible to place from 1 to 4 channels on one level, the number of levels themselves is not limited (Figure 1).

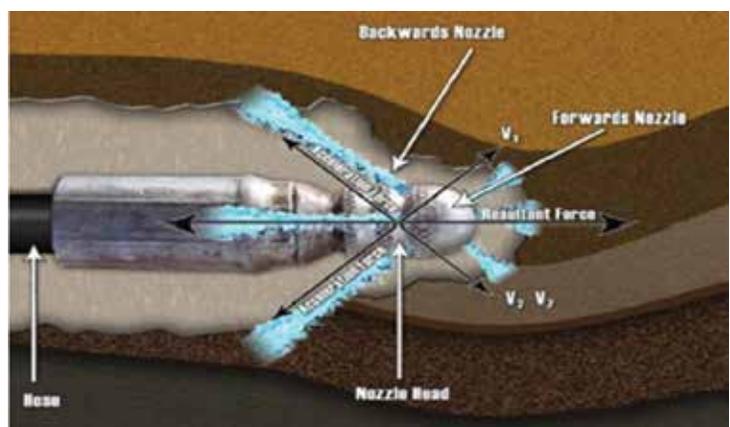
Flexible design is possible by varying the number of tiers and the number of channels at each level, their azimuthal and zenith orientation. The technology is applicable in both cased and open hole.

Creating of channels in the formation is carried out by hydraulic and erosive destruction of the rock with an acid solution under a jet pressure of up to 1020 kg/cm<sup>2</sup> using a Hi-Jet nozzle run on modified micro-coiled tubing (Figure 2).

Before creating jet channel in the productive layer, a 22 mm hole in the casing is drilled through a specially



**Рисунок 1 – Пример расположения каналов**  
**Figure 1 – Example of radial channels placement**



**Рисунок 2 – Работа гидромониторной насадки**  
**Figure 2 – Performance of Jet nozzle**

\* Термин применяется компанией-исполнителем RDS & ПетроГазТех.

- (ГКЛМ), ориентация отклоняющего башмака по азимуту.
4. Спуск гибкого вала на ГНКТ с фрезой в отклонитель для вырезки окна в Э/К. Контроль осуществленной вырезки.
  5. Фрезерование окна.
  6. Спуск в отклоняющий башмак гибкого шланга высокого давления с гидромониторной насадкой. Вскрытие канала.
  7. Подъем шланга. Поворот башмака на нужный азимут.
  8. Повторение операций 4–8.
  9. Подъем оборудования, спуск ГНО, освоение.

### Обоснование выбора кандидатов

При выборе скважин в качестве кандидатов для проведения радиального вскрытия пласта в рамках опытно-промышленных работ учитывались следующие критерии:

- низкий остановочный дебит;
- низкие накопленные отборы по скважинам окружения;
- средняя расчлененность геологического разреза;
- нефтенасыщенные толщины;
- непросаженное пластовое давление;
- наличие/отсутствие предполагаемой зоны трещиноватости.

На основании данных критериев для проведения радиального вскрытия пласта были выбраны две скважины действующего фонда Филипповской залежи Оренбургского НГКМ (рис. 4).

Дизайны мероприятий выбраны с учетом конструкции скважин и геологических разрезов (рис. 5).

Траектория зенитного угла вскрытых каналов была подтверждена замером прибора «акселерометр». В качестве контрольного канала для замера с использованием акселерометра был выбран канал № 7. Результаты работы прибора приведены на рис. 6.

Оценка эффективности мероприятий по технологии радиального вскрытия пласта на объектах Филипповской залежи Оренбургского НГКМ

При запуске скважин после мероприятия наблюдается длительная отработка на ВНР по причине сильного поглощения при работах КРС и партии радиального вскрытия. По каждой скважине был получен эффект, который составил 45% и 300% от остановочного после месяца работы (рис. 7, рис. 8).

Отмечается, что длительность эффекта от мероприятия с учетом темпа падения базовой добычи сохраняется всего на протяжении 4–5 месяцев.

designed whipstock with a downhole motor run on micro-CT and a special cutter with a flexible shaft (Figure 3).

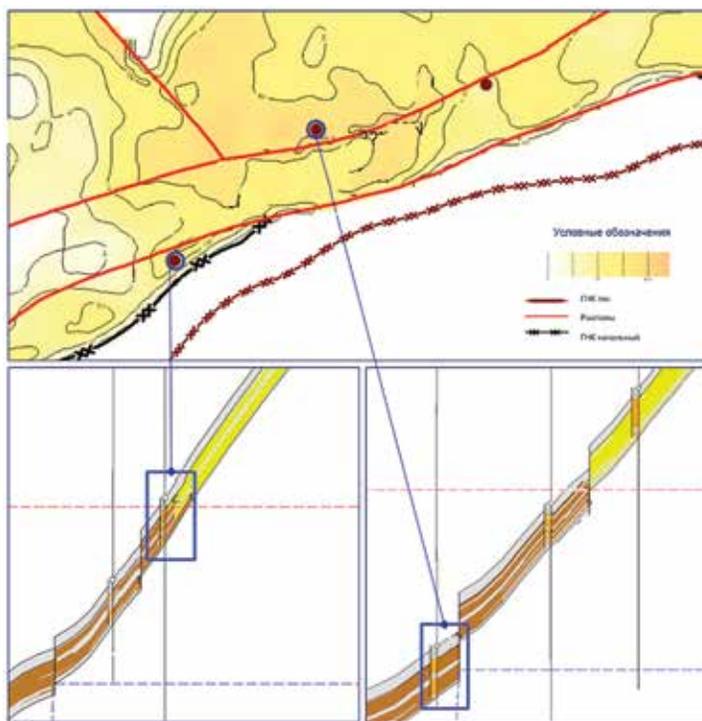
Channels are created by the following sequence of operations:

1. Well killing, lifting of downhole well equipment;
2. Casing drift run with scrapping;



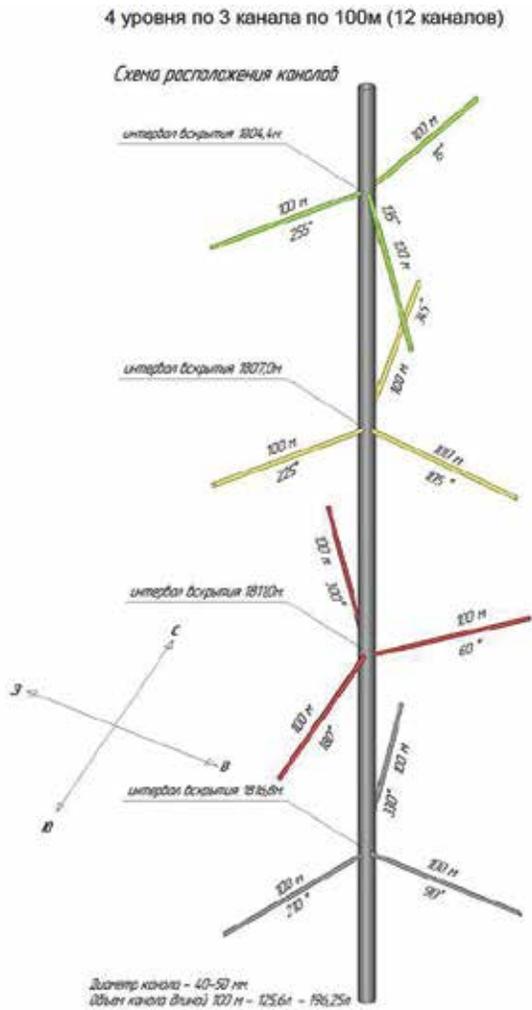
**Рисунок 3 – Устройство башмака-отклонителя**

**Figure 3 – Whipstock design**



**Рисунок 4 – Район проведения ОПР технологии радиального вскрытия пласта**

**Figure 4 – The area of experimental radial jetting job**



**Рисунок 5 – Дизайн радиального вскрытия пласта**

**Figure 5 – Design of radial jetting channels**

3. Run of whipstock with azimuth orientation.
4. Run of flexible shaft with a cutter for cutting a window in casing.
5. Window milling.
6. Run of high pressure flexible hose through the whipstock equipped with Hi-Jet nozzle, channel jetting.
7. POOH the hose. Turn the shoe to the desired azimuth.
8. Repetition of operations 4–8.
9. Lifting of equipment, run of downhole well equipment, well kick-off.

### Well candidates selection

When selecting wells as candidates for radial jetting within the framework of pilot works, the following criteria were taken into account:

- low flow rate;
- low accumulated production of neighbors;
- average dissection of the geological structure;
- oil-saturated thicknesses;
- not sagged reservoir pressure;
- presence/absence of the expected fracture zone.

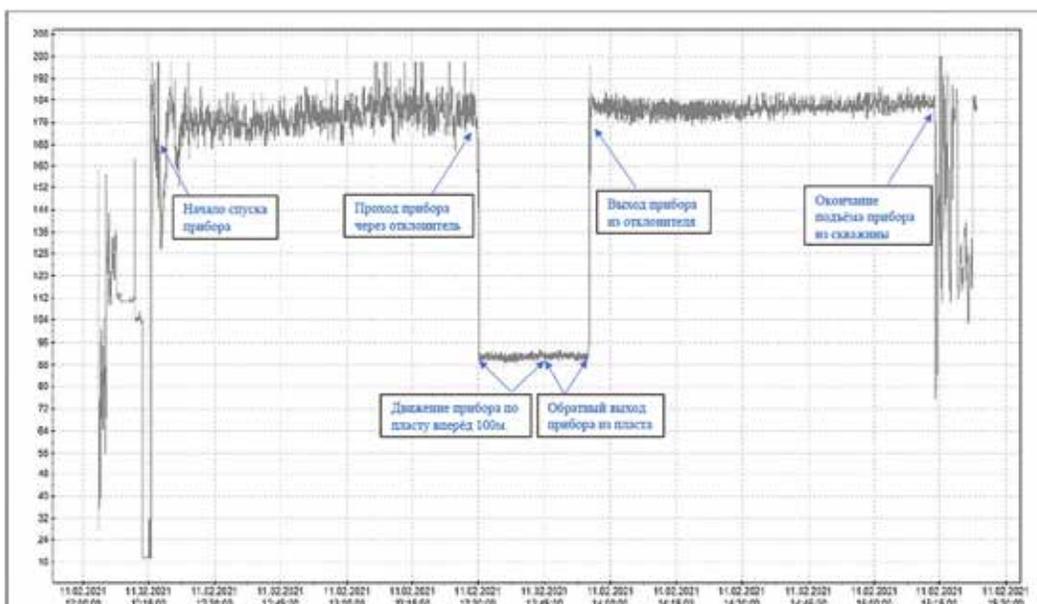
Based on these criteria, two wells of the Filippovskaya deposit of the Orenburg oil and gas condensate field were selected for radial jetting trial job (Figure 4).

The event designs were selected taking into account the construction of wells and geological structure (Figure 5).

The trajectory of the zenith angle of the opened channels was confirmed by the accelerometer device measurement. Channel No. 7 was chosen as the control channel for measuring using the accelerometer. The results of the device are shown in Figure 6.

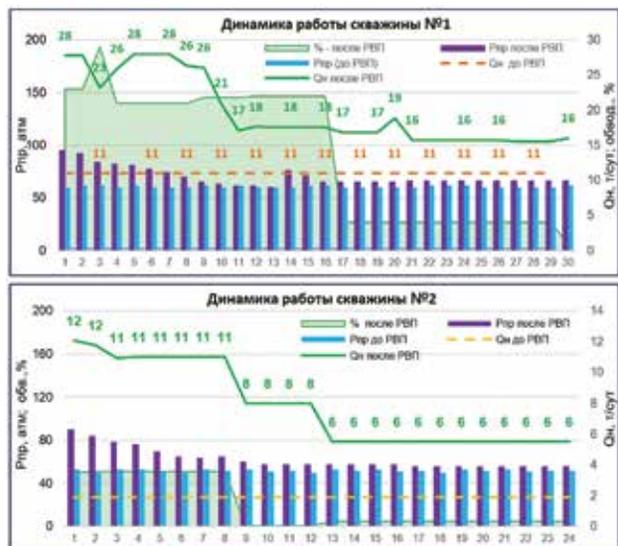
Evaluation of radial jetting technology at Filippovskaya deposit of the Orenburg oil and gas condensate field

When starting wells after stimulation, there is a long-term kick-off due to strong fluid absorption during the workover and the radial jetting process. For each well, an



**Рисунок 6 – Результаты замера траектории зенитного угла канала**

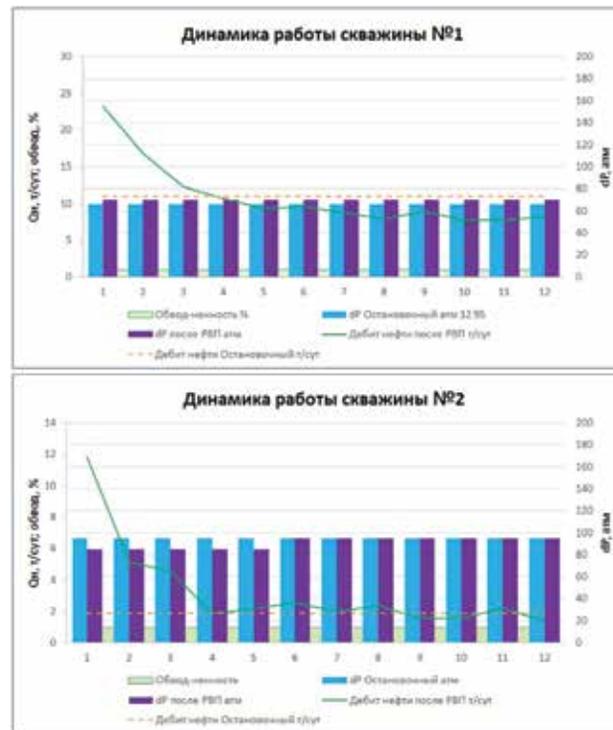
**Figure 6 – Results of inclination angle measuring of the channel**



**Рисунок 7 – Параметры работы скважин в первый месяц после радиального вскрытия пласта**  
**Figure 7 – Parameters of well operation in the first MONTH after radial jetting**

**Выводы**

1. Отмечается высокий темп снижения запускового дебита после мероприятия – рекомендуется проведение радиального вскрытия пласта на отдельно стоящих скважинах/зонах с низкой плотностью скважин, что позволит снизить интенференцию от соседних скважин и увеличит продолжительность эффекта.
2. На текущий момент определение положения пробуренных каналов по азимутальному распространению затруднено по причине технологических ограничений, размещение инклинометра гироскопического точечного (ИГТ) проблематично ввиду малых диаметров каналов – рекомендуется увеличение диаметра каналов до 50 мм, что позволит осуществлять запись инклинометрии стандартным прибором.
3. Получена низкая эффективность по соотношению «затраты/прирост дебита» – рекомендуется проведение данной технологии на скважинах, отнесенных к категории ТРИЗ (Кд не менее 0,4), что позволит максимизировать экономическую эффективность.
4. Рекомендуется увеличить количество скважин ОПИ для получения оптимального дебитного сценария при подведении итогов результативности технологии. ☉



**Рисунок 8 – Параметры работы скважин в первый год после радиального вскрытия пласта**  
**Figure 8 – Parameters of well operation in the first YEAR after radial jetting**

effect was obtained, which amounted to 45% and 300% of the shut-down after a month of operation (Figure 7, Figure 8).

It is noted that the duration of the effect of the event, taking into account the rate of decline in base production, persists for only 4–5 months.

**Conclusions**

1. There is a high rate of decrease in the starting production rate after the event – it is recommended to conduct a radial jetting at free-standing wells /zones with low well density that would reduce the intensity from neighboring wells and increase the duration of the effect.
2. At the moment, determining the position of drilled channels by azimuthal angle is difficult due to technological limitations, the placement of a gyroscopic point inclinometer is problematic due to the small diameters of the channels – it is recommended to increase diameter of the channels to 50 mm that would allow recording inclinometry with a standard device.
3. Low efficiency was obtained in the ratio of "costs / production increase" – it is recommended to carry out this technology on wells classified as hard-to-recover reserves, which will maximize economic efficiency. ☉

## 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.



# Применение извлекаемой мостовой пакер-пробки для временной изоляции продуктивного горизонта и вязкоупругого состава для ее безопасного извлечения при продолжительных ремонтных работах на газоконденсатных скважинах

## Temporary Packer Isolation of Productive Zone for Long Lateral Gas Well Workover Operations and Implementation of Viscoelastic System for Safe Packer Removal

А.С. КИЧИГИН, Д.В. НУРИЕВ, Е.Н. КОЗЛОВ, Е.Д. ДМИТРИЕВ, ООО «Газпромнефть-Заполярье»;  
С.М. СИМАКОВ, ООО «Газпромнефть НТЦ»

A.S. KICHIGIN, D.V. NURIEV, E.N. KOZLOV, E.D. DMITRIEV, Gazpromneft-Zapolyarye LLC; S.M. SIMAKOV, Gazpromneft STC LLC

### Введение

Районы Крайнего Севера являются наиболее перспективной территорией для освоения новых запасов углеводородов на территории Российской Федерации. Неоком-юрские пласты нефтегазоконденсатных месторождений имеют высокий потенциал по добыче углеводородов и разрабатываются с применением горизонтальных скважин с протяженностью стволов более 1000 м.

Вскрытые продуктивные пласты БЯ<sub>1-4</sub> являются одними из наиболее мощных и выдержанных пластов в неокомской части разреза. Пласты-коллекторы состоят из мелкозернистых песчаников и алевролитов, при этом часто представлены неравномерным переслаиванием. Из-за неоднородности литологического строения наблюдается также значительная неоднородность фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) вскрытых коллекторов.

Ремонтные работы газоконденсатных скважин неоком-юрской залежи, сопровождаемые глушением солевыми растворами, значительно снизят потенциал залежи из-за ухудшения фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов вследствие значительного проникновения воды в высокопроницаемые пропластки коллектора. В связи с этим актуальной задачей является

### Introduction

Yamal region is the most promising territory for the development of new hydrocarbon reserves in Russian Federation. The Neokom-Jurassic formations have a high potential for hydrocarbon production and are explored using horizontal wells with a wellbore length of more than 1000 m.

Productive formations BYa<sub>1-4</sub> are among the thickest and most stable formations in the Neocomian part of the section. Reservoirs consist of fine-grained sandstones and siltstones, and are often represented by uneven interbedding. Due to the heterogeneity of the lithological structure, there is also a significant heterogeneity of the porosity and permeability properties of the exposed reservoirs.

Workover operations of Neocom-Yura gas condensate wells, accompanied by killing the well, would significantly reduce the potential of the reservoir due to the deterioration of the porosity due to significant water penetration into high permeable reservoir interlayers. In these terms, temporary isolation of the reservoir became an important part of the operation to maintain high gas production rates and provide safe work over operation at the horizontal gas condensate wells.

куст	19G (Бов)	
скважина	19G801	
начало бурения	20.11.2020	
срок бурения	118	
Пласт/ заканчивание/ ГС	БЯ1-4 (Юг), фильтр/ 1200м	
1	Ø долота/ колонны, мм	660/ 630-426
	Нверт/ ствол, м	50/ 50
	LWD/ РГИС	-/-
2	Ø долота/ колонны, мм	393/ 324
	Нверт/ ствол, м	500/ 500
	LWD/ РГИС	+/-
3	Ø долота/ колонны, мм	295/ 245
	Нверт/ ствол, м	1500/ 1520
	LWD/ РГИС	инкл/ PEX-SSc
пилот	Ø долота/ колонны, мм	220/ -
	Нверт/ ствол, м	2113/ 2282
	LWD/ РГИС	ГК+ВИКИЗ/ PEX-CMR-SSc- LthSc-DielSc-RiSc-MDT
ЭК	Ø долота/ колонны, мм	220/ 178
	Нверт/ ствол, м	1912/ 2187
	LWD/ РГИС	ГК+ВИКИЗ/ -
горизонт	Ø долота/ колонны, мм	155/ 114
	Нверт/ ствол, м	2002/ 3407
	LWD/ РГИС	ГГКл+ННКт+ВИКИЗ/ -

**Рисунок 1 – Типовая конструкция скважины, вскрывающей газоконденсатные залежи неокомских пластов**  
**Figure 1 – Typical well design**

временная изоляция пластов для сохранения высоких темпов добычи газа и безопасности при ремонтных работах на горизонтальных газоконденсатных скважинах.

### Решение для временной изоляции пластов – альтернатива глушению скважин

Для нивелирования негативного влияния жидкостей глушения на ФЕС пласта при ремонтных работах на газовых и газоконденсатных скважинах предложена

### Solution for temporary isolation of formation – an alternative to well killing

In order to level the negative impact of killing fluids on reservoir properties during well intervention, a technology for Coiled Tubing installing a retrievable bridge packer plug for temporary isolation of the formation was proposed.

The plug is designed with double-sided wedges that provide reliable anchoring of the plug, which allows it to withstand differential pressure from above and below. The packer element of the plug is made of three elements, which provides reliable isolation at high pressures and temperatures.

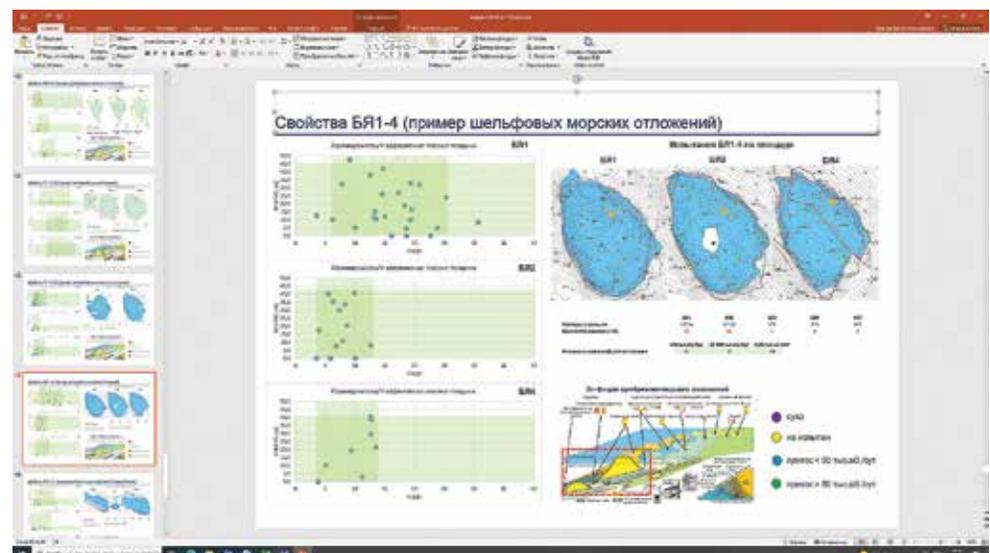
The unique equalizing valve design ensures pressure equalization before the extraction tool enters the plug profile. The bridge plug removal tool is run into the well on wireline, coiled tubing or pipes. The tool is equipped with an oblique cut shoe, which allows rotation of the tool in case of a large accumulation of cuttings.

The tool is equipped with a specially designed overshot, which has been tested and proved to be reliable in capturing and retrieval of the plug.

The design of the tool allows circulation over the plug using coiled tubing or a running string.

### Pilot job of a recoverable bridge-plug installation in a gas condensate well

Pilot job with a retrievable bridge packer plug were carried out during well intervention



**Рисунок 2 – Распределение по проницаемости неокомских коллекторов**

**Figure 2 – Permeability distribution of the Neocom-Jurassic reservoirs**

технология установки извлекаемой мостовой пакер-пробки для временной изоляции пласта.

В конструкции пробки предусмотрены двусторонние клинья, которые обеспечивают надежное якорение пробки, что позволяет выдерживать дифференциальное давление сверху и снизу. Пакерующий элемент пробки выполнен из трех элементов, что дает надежную изоляцию при высоких давлениях и температурах.

Уникальная конструкция уравнительного клапана гарантирует выравнивание давления перед тем, как инструмент для извлечения зайдет в профиль пробки. Инструмент для извлечения мостовой пробки спускается в скважину на кабеле, ГНКТ или трубах. Инструмент оснащен башмаком с косым срезом, что обеспечивает вращение инструмента в случае большого скопления шлама.

Инструмент оснащен специально разработанным овершотом для возможности захвата по ответной части, испытания которого подтвердили надежность захвата пробки.

Конструкция инструмента позволяет проводить циркуляцию над пробкой при помощи ГНКТ или спускаемой колонны.

### Опытно-промышленные испытания по установке извлекаемого пакера на газоконденсатной скважине

Испытания по установке извлекаемой мостовой пакер-пробки проведены при ремонтных работах газоконденсатной скважины № 1Н.

Установка пакера проходила в следующей последовательности:

- СПО для шаблонирования места посадки пакера;
- установка пакер-пробки, извлекаемой на ГНКТ за одну СПО.

Во время шаблонирования было получено осложнение с заходом в хвостовик имитатора пакер-пробки. Данное осложнение связали с отсутствием стингера и переходом из эксплуатационной колонны Ø 177,8x9,19 в хвостовик Ø 114,3x7,37. Для обеспечения заходности была проведена модификация планируемого к спуску оборудования с изменением дизайна нижнего профиля.

Перед началом работ устьевое давление составляло 160 атм. После установки пакера ГНКТ была поднята на поверхность с замещением объема НКТ рабочей технологической жидкостью – устьевое давление 0 атм. Установка пакера была



**Рисунок 3 – Конструкция извлекаемой мостовой пакер-пробки**

**Figure 3 – Construction of a retrievable bridge packer plug**

**Таблица 1 – Параметры извлекаемой мостовой пакер-пробки**

**Table 1 – Parameters of a retrievable bridge packer plug**

Параметр	Метрическая система	Британская система
Размер НКТ, мм / дюйм	114,30	4,50
Минимальный вес НКТ, кг/м / фунт/фут	14,10	9,47
Максимальный вес НКТ, кг/м / фунт/фут	22,40	15,05
Проходное сечение, мм / дюйм	96,52	3,800
Усилие среза, тонн / фунт	15,63	35 000
Дифференциальное давление, МПа / Psi	68,95	10 000
Ход штока, мм / дюйм	104,78	4,13

**Таблица 2 – Пластовое и избыточное давление скважины № 1Н**

**Table 2 – Reservoir and overpressure of well No. 1N**

Буфер	Затруб	ВМК	НМК	Рпл.	Тпл.
кгс/см <sup>2</sup>	°С				
163,17	163,89	0	0	196,24	61,24

operation of gas condensate well No. 1Н.

The packer was installed in the following sequence:

- Drift run for gauging the place of landing of the packer;
- Installation of retrievable bridge plug on coiled tubing in one trip.

During a drift run an issue with liner entering

выполнена в горизонтальной части хвостовика Ø 114,3x7,37 с внутренним диаметром 99,56 мм выше продуктивного горизонта, при этом спуск осуществлялся через НКТ Ø 114,3x8,56 (Ø вн. 97,18 мм). Установка пакера позволила осуществить дальнейшие продолжительные ремонтные работы силами бригады ТиКРС по переоборудованию устья скважины на газоконденсатной скважине без глушения. Общая продолжительность ремонта составила 136 суток. Во время ремонта полностью отсутствовало проявление газа и поглощение рабочей технологической жидкости в пласт. Таким образом, была сохранена начальная фазовая проницаемость коллектора.

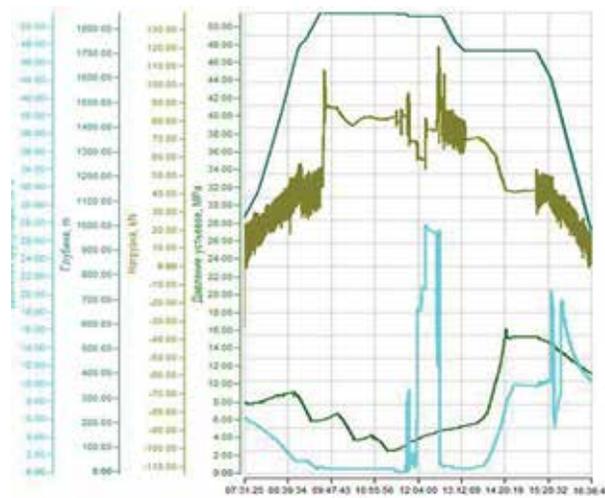
### Извлечение пакер-пробки на НКТ

В связи с логистическими ограничениями месторождений Крайнего Севера технологическое дежурство флота ГНКТ в течение всего периода проведения ремонтных работ экономически нецелесообразно. Было принято решение по окончании ремонта произвести извлечение пакер-пробки на НКТ силами бригады ТиКРС путем закачки вязкоупругого состава без привлечения специализированной техники. Конструкция инструмента для извлечения предполагает возможность создания циркуляции над пробкой при помощи прямой промывки по НКТ. Такая конструктивная особенность позволяет разместить вязкоупругий состав над пробкой без поглощений, а также частично продавить его в интервал хвостовика ниже пакер-пробки после ее срыва. Благодаря вышеописанной технологической операции при извлечении пакер-пробки сохранялось отсутствие поглощений в пласт и газопроявлений скважины.

### Программируемый вязкоупругий состав

Современные блокирующие составы имеют на сегодняшний день определенную зону для совершенствования технологического потенциала, а именно:

- неконтролируемая динамика образования сшитой структуры;
- низкая адгезионная и механическая прочность структуры;
- необходимость дополнительных обработок разрушающими составами;
- негативное влияние на ФЕС продуктивных пластов;
- низкая стабильность в присутствии двухвалентных солей кальция;



**Рисунок 4 – График рабочих параметров ГНКТ при установке пакер-пробки, извлекаемой на ГНКТ**

**Figure 4 – Chart of coiled tubing operating parameters when installing a packer plug retrievable on coiled tubing**

was identified, associated with the absence of a stinger and the transition from the production string 177.8x9.19 to the liner 114.3x7.37. To ensure the entry, bridge-plug lower profile was modified.

Wellhead pressure equal to 160 atm was measured before run in hole (RIH). After bridge plug setting, coiled tubing was pulled out of hole (POOH) to the surface with the replacement of the tubing volume with a working fluid. Measured wellhead pressure after bridge-plug setting – 0 atm. The packer was set in the horizontal part of the liner 114.3x7.37 with an internal diameter (ID) of 99.56 mm above the productive horizon, while running through the tubing 114.3x8.56 (ID 97.18 mm). The installation of the bridge-plug made it possible to carry out further long-term workover operation (including wellhead re-equipment without well killing). The total duration of the repair was 136 days. During the repair, there was no gas manifestation and absorption of the working process fluid into the formation. Thus, the initial phase permeability of the reservoir was preserved.

### Bridge – plug recovery on tubing

Due to the logistical limitations of oil and gas condensate field, it was not economically feasible to keep the coiled tubing fleet on duty during the entire period of work over operation. It was decided to extract the bridge plug on the tubing



**Рисунок 5 – Схема технологии безопасного извлечения пакер-пробки на НКТ с применением программируемого вязкоупругого состава**

**Figure 5 – Scheme of technology for safe extraction of a packer plug on tubing using a viscoelastic system**



**Рисунок 6 – Деструкция вязкоупругого геля с течением времени**

**Figure 6 – Destruction of a viscoelastic gel over time**

by workover crew in a safe mode by pumping a viscoelastic composition. The design of the extraction tool suggests the possibility of creating circulation above the plug using pipes, which made it possible to place the viscoelastic composition above the plug without losses, and partially push it into the liner interval below the packer plug after it was unset. That allowed to keep well silent during bridge-plug unsetting with an absence of losses into the reservoir.

### **Programmable viscoelastic composition**

Imperfection of modern blocking compositions:

- uncontrolled dynamics of crosslinked structure formation;
- low adhesive and mechanical strength of the structure;
- the need for additional treatments with breakers or mechanical destruction;
- negative impact on the natural permeability of reservoirs;

- негативное влияние на окружающую среду.

Для проведения испытаний на неокомских пластах с целью временного блокирования газа при извлечении пакер-пробки был испытан инновационный вязкоупругий состав на основе смеси биополимеров со стабилизирующими добавками. Испытанный вязкоупругий состав обладает высокой адгезионной и механической прочностью в жестких пластовых условиях (пластовое давление 200 атм, пластовая температура 63 °С). Расчетная плотность (1,16 г/см<sup>3</sup>) состава достигнута путем растворения хлорида кальция, при этом состав продемонстрировал полную совместимость с двухвалентными ионами кальция. Регулирование времени гелеобразования и деструкции под СПО было достигнуто на стадии лабораторного тестирования за счет варьирования концентраций компонентного состава.

По результату испытаний вязкоупругого состава на неокомских пластах при СПО пакерующего устройства было заблокировано газопроявление и исключено поглощение в пласт технологических жидкостей, что обеспечило безопасное извлечение пакер-пробки силами бригады ТИКРС без негативного влияния на ФЕС пласта.

### Практическая значимость работы

Работы на газоконденсатной скважине без глушения за счет установки пакер-пробки выше продуктивного горизонта выполнены, успешно испытано извлекаемое пакерующее устройство для эффективной изоляции продуктивных неокомских пластов. Во время ремонта отсутствовало проявление газа и поглощение рабочей технологической жидкости в пласт. Таким образом, можем с уверенностью констатировать, что была сохранена начальная фазовая проницаемость коллектора. Работы по извлечению пакер-пробки проведены силами ТИКРС в безопасном режиме путем закачки вязкоупругого состава. Регулируемое время сшивания вязкоупругого состава позволило разместить вязкие пакки в интервале хвостовика ниже пакер-пробки. Благодаря корректно подобранной технологии при извлечении пакер-пробки сохранялось отсутствие поглощений в пласт и газопроявлений скважины. Способность к самодеструкции вязкоупругого состава способствовала ускоренному проведению заключительных работ. Время затраченное на освоение скважины составило 48 часов. По результатам проведенной работы с установкой пробки, закачкой вязкоупругого состава и последующим извлечением пакер-пробки запускные параметры по скважине показали максимально приближенные показатели относительно ожидаемых суточных дебитов. ☉

- low stability in the presence of divalent calcium salts;
- negative impact on the environment.

An innovative viscoelastic composition based on a mixture of biopolymers with stabilizing additives was tested in order to temporarily block gas when removing the packer plug. The tested viscoelastic composition has high adhesive and mechanical strength in severe reservoir conditions (reservoir pressure 200 atm, reservoir temperature 63 °C). The calculated density (1.16 g/cm<sup>3</sup>) of the composition was achieved by dissolving calcium chloride, while the composition showed full compatibility with divalent calcium ions. The regulation of the time of gelation and degradation was achieved at the stage of laboratory testing by varying the concentrations of the component composition.

As a result of technology implementation at oil and gas condensate field during bridge-plug unsetting operation, the gas movement was blocked and the absorption of technological liquids into the formation was excluded, which ensured the safe removal of the packer plug by workover crew without negatively affecting the reservoir properties.

### Practical significance of the work

Long-term well work over operation was carried out at a gas condensate well without killing the well with the use of bridge-plug set above the productive horizon. A retrievable packer was successfully used to effectively isolate productive Neocomian-Jurassic formations. During the repair, there was no gas manifestation and absorption of the working process fluid into the formation. Thus, the initial phase permeability of the reservoir was preserved. Works on the extraction of the packer plug were carried out without the involvement of specialized equipment in a safe mode by pumping a viscoelastic composition. Adjustable crosslinking time allowed the composition to be placed in the liner interval below the packer plug. Due to this, when removing the packer plug, the absence of losses into the reservoir and gas shows of the well remained. The ability to self-destruct the viscoelastic composition had a positive impact on the final work, the period of the well kick-off operation was 48 hours. During this time, the operating mode of the well approached the planned daily production rates achieved. ☉

# Тезисы Конференции по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам SPE/ICoTA 2022 (часть 1) SPE/ICoTA Coiled Tubing & Well Intervention Conference 2022 Abstracts (Part 1)

*Международная конференция по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам SPE/ICoTA прошла в Вудлендсе, штат Техас, США, 22-23 марта 2022 года. Конференция проводится ежегодно, организаторами конференции традиционно выступили Общество инженеров-нефтяников (SPE) и Ассоциация специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA).*

*The Coiled Tubing & Well Intervention Conference was held in Woodlands, Texas, USA on March 22-23, 2022. The annual event was traditionally organized by the Society of Petroleum Engineers (SPE) and the Intervention & Coiled Tubing Association (ICoTA).*

## **Секция 1. ГОРИЗОНТАЛЬНЫЕ И МНОГООТВОРНЫЕ СКВАЖИНЫ: ВЫЗОВЫ И РЕШЕНИЯ**

**Преодоление проблем доступа в  
многостворные скважины с помощью гибких  
насосно-компрессорных труб и применение  
передовых интеллектуальных алгоритмов  
распределенного измерения температур с целью  
картирования движения флюида**

**Ахмед АБДУЛГАНИ, Али ССАФВАНИ, Хусейн МУАЙЛУ, Saudi  
ARAMCO; Вассим ХАРРАТ, TAQA Well Services**

Интенсификация притока в многостворных скважинах с помощью гибких насосно-компрессорных труб (ГНКТ) всегда была сопряжена со значительными трудностями, начиная с доступа в боковой ствол, дохождения до нужной зоны в горизонтальном стволе и заканчивая адекватным размещением стимулирующей жидкости, чтобы обеспечить обработку всех целевых зон. В данной работе представлен инженерный подход, который позволяет облегчить доступ к

## **Session 1. HORIZONTAL AND MULTILATERAL CHALLENGES AND SOLUTIONS**

**Overcoming the Challenges of Coiled  
Tubing Access into Multilateral Wells  
and Applying Advanced Distributed  
Temperature Sensing Intelligent  
Algorithms to Map Fluid Movement**

**Ahmed ABDULGHANI, Ali Ssafwany, Husain  
MUAILU, Saudi ARAMCO; Wassim KHARRAT,  
Tamer ELSHERIF, TAQA Well Services**

The stimulation of multilateral wells with Coiled Tubing (CT) has always imposed significant challenges to the oilfield. Starting with lateral's access, extended reach coverage, and finishing off with an adequate stimulation fluid placement to ensure treating all targeted zones. This paper presents an engineering approach that enables access to a multilateral open-hole

многоствольным скважинам с открытым забоем и оценить размещение стимулирующей жидкости с помощью распределенного измерения температур (DTS).

Был разработан специальный инструмент для входа в боковые стволы через НКТ. Инструмент устанавливается на ГНКТ с запасованным оптоволоконным и электрическим кабелем, подсоединенным к «умной» КНБК, оснащенной множеством внутрискважинных датчиков. Определение положения окна в обсадной колонне или необсаженных участков ответвления боковых стволов осуществляется с помощью точного измерения в режиме реального времени перепада давления на двух скважинных забойных датчиках давления, расположенных внутри и снаружи «умной» КНБК. Кроме того, проход башмака обсадной колонны и доступ в окно будет немедленно подтвержден потерей сигнала локатора муфты обсадной колонны (CCL) в режиме реального времени. В отличие от этого, доступ к ответвлению бокового ствола устанавливается через несколько десятков футов проходки благодаря данным измерения угла наклона, получаемым в режиме реального времени от акселерометра, установленного в КНБК.

Доступ в основной ствол был определен интуитивно по немедленной потере сигнала локатора муфт на глубине башмака обсадной колонны. Локализация окна была подтверждена низким перепадом внутрискважинного давления на «умной» КНБК, которое не было замечено на поверхности. Инклинометрия, проводимая при помощи акселерометра, показала совпадение профиля показателей с показателями направленного бурения как для основного ствола скважины, так и для бокового, обработка которых прошла успешно. Полученные результаты распределенной температурометрии позволили сделать ряд выводов. После применения передовых алгоритмов интерпретации данных было обнаружено сообщение между боковыми стволами и различными неоднородностями в пласте.

Применение «умной» КНБК на ГНКТ позволило в режиме реального времени измерять падение давления, определять местоположение муфт и угол наклона. В результате с большой долей уверенности можно было подтвердить заход в боковые стволы. Данная технология заменяет ранее используемые методы, так как не имеет ограничений, связанных с контролем давления на поверхности и необходимостью отмечать различные замеренные глубины для каждого бокового ствола скважины. По итогам проведенных работ были сделаны определенные выводы, что позволило перестроить технологические процессы для улучшения стимуляции притока в боковых стволах. Для выработки целевых решений с целью проведения комплексных операций были объединены различные области знаний. Такое объединение различных областей,

completion and evaluates fluid placement using the Distributed Temperature Sensing (DTS).

The through-tubing multilateral access tool has been designed and deployed on a CT string, including a hybrid fiber optic and an electric cable connected to an intelligent Bottom-Hole Assembly (BHA) with multiple downhole sensors. The casing windows or open-hole junctions can be located with a precise real-time measurement of the differential pressure drop across the two downhole bottom-hole pressure sensors inside and outside the intelligent BHA. Moreover, the casing shoe and windows access will be immediately confirmed with the real-time Casing Collar Locator (CCL) signal loss. In contrast, the junction's access can be established just after a few tens of running footage thanks to the real-time inclination measurement from the accelerometer sub added to the BHA for the first time.

The identification of access into the mother-bore was intuitively identified with the immediate loss of CCL signal at a depth of the casing shoe. The window localization was confirmed with a low drop in the downhole differential pressure at the intelligent bottom-hole assembly, which was not noticed at the surface. The deviation survey measured by the accelerometer sub showed a matching signature with the drilling deviation survey for both; the mother-bore and the lateral, which were successfully treated. Acquired DTS profile logs showed thought-provoking outputs. After applying the advanced interpretation algorithms, communication between the lateral and various heterogeneities in the formation was detected.

The CT intelligent BHA deployment enabled the real-time downhole measurement of pressure drop, CCL, and inclination, allowing a quick confirmation of each lateral with confidence. It supersedes the previously used techniques by eliminating all limitations related to pressure monitoring at the surface and the requirement to tag different measured depths for each lateral. Various conclusions were driven, which allowed re-building operational procedures to improve the matrix stimulation treatments in offset wells. Several domains were integrated to create a fit-for-purpose solution for a complex operation. Joint efforts including

включая стратиграфию, гидродинамику и технологии внутрискважинных работ, позволит выработать проверенный алгоритм для его дальнейшего широкого применения.

### **Влияние реологических свойств на эффективность применения волоконсодержащей жидкости для очистки горизонтальных стволов скважин**

**Майкл МЕНДЕС, Серхио ГАРСИЯ, Рамадан АХМЕД, Хамидреза КАРАМИ, Университет Оклахомы; Мустафа НАСЕР, Ибнелвалид Хусейн, Катарский университет**

Осаждение твердых веществ в стволе скважины является широко известной проблемой, с которой сталкиваются во время бурения, заканчивания и внутрискважинных операций. Инновационные жидкости позволяют минимизировать проблему неэффективной промывки скважин. Существуют различные методы, обеспечивающие эффективную промывку скважины, однако результативность этих методов снижается по мере усложнения геометрии ствола скважины. Одним из инновационных способов решения этой проблемы является добавление волокон в буровой раствор, что повышает его несущую способность за счет снижения скорости оседания твердых частиц. Данное исследование направлено на оценку очищающей способности волоконсодержащих жидкостей в горизонтальных скважинах с использованием крупномасштабного гидравлического стенда.

Гидравлический стенд представляет собой 48-футовый участок, имитирующий затрубное пространство, состоящий из 5-дюймового ствола скважины и 2,375-дюймовой бурильной трубы. В каждом эксперименте в кольцевом пространстве был сформирован слой твердых веществ с применением природного песка, который имеет такое же распределение частиц по размеру, как и твердые вещества, обнаруженные в нефтяных и газовых скважинах. Использовались низковязкие и высоковязкие полимерные суспензии с добавлением волокон и без них. В ходе исследования менялась скорость потока и реология жидкости, при этом проводились замеры равновесной высоты слоя твердых частиц. Высота слоя измерялась, начиная с самого низкого расхода жидкости. Затем расход жидкости увеличивался шаг за шагом до полного удаления слоя твердых частиц. В ходе исследования измерялись такие параметры, как расход жидкости и падение давления, которые контролировались и регистрировались с помощью системы сбора данных. Участок трубы использовался для мониторинга реологии жидкостей до завершения испытания.

Результаты исследования показали эффективность использования волокна при промывке горизонтальных

stratigraphy, fluids science, and well intervention technologies could yield a proven algorithm to be applied.

### **Effect of Fluid Rheology on the Performance of Fibrous Fluid in Horizontal Well Cleanout**

**Michael MENDEZ, Sergio GARCIA, Ramadan AHMED, Hamidreza KARAMI, University of Oklahoma; Mustafa NASSER, Ibnelwaleed Hussein, Qatar University**

The deposition of solids in the wellbore is a widely known problem encountered during drilling, completion, and intervention operations. Innovative cleanout fluids alleviate problems associated with inefficient hole cleaning. Various methods are known to provide efficient cleanout; however, their effectiveness drops as the wellbore geometry becomes more complex. One of the innovative ways of resolving this issue is to add fibers to the drilling fluid and improve its lifting capacity by reducing the settling velocity of the solids. This study is aimed at evaluating the cleanout performance of fibrous fluids in horizontal wells using a large-scale flow loop.

The flow loop has a 48-ft long annular test section that has a 5-inch wellbore and 2.375-inch drill pipe. In each experiment, the solids bed is initially formed in the annulus with natural sand that has similar particle size distribution as solids found in oil and gas wells. Low-viscosity and high-viscosity polymeric suspensions were used with and without fiber. During the investigation, flow rate and fluid rheology were varied while measuring the equilibrium bed height. The bed height was measured starting at the lowest flow rate. Then, the flow rate was increased step by step until the bed was completely cleaned. The measured test parameters include flow rate and pressure loss, which were monitored and recorded using the data acquisition system. The pipe section was used to monitor the rheology of the fluids before the completion of the test.

The results demonstrated the effectiveness of fiber in improving hole cleanout in horizontal wellbores. When a small amount of fiber (0.04% wt.) was added, the cleanout performance of the high-viscosity fluid did not show a noticeable

стволов скважин. При добавлении небольшого количества волокна (0,04% массы) эффективность промывки высоковязкой жидкостью не показала заметных изменений, в то время как эффективность низковязкой жидкости значительно улучшилась. Несмотря на то что добавление волокна оказало минимальное влияние на реологические характеристики жидкостей, волокно улучшило несущую способность низковязкой жидкости. В горизонтальной конфигурации процесс очистки твердых веществ требует повторного суспендирования твердого осадка и транспортировки взвешенных частиц из одного места в другое. Волокна более эффективны в улучшении несущей способности жидкостей, чем в повторном суспендировании осадка. Следовательно, низковязкая жидкость, которая имеет лучшую способность к повторному суспендированию осадка по сравнению с высоковязкой жидкостью, продемонстрировала более высокую эффективность промывки при добавлении одинакового количества волокна.

При отсутствии вращения труб во время работ с ГНКТ ствол скважины (особенно горизонтальные участки) требует эффективной и оптимизированной промывки после бурения и фрезерования. Представленное масштабное исследование позволило провести уникальный анализ динамики промывки горизонтальных скважин с использованием новых волоконсодержащих жидкостей.

### **Новаторские технологические решения для скважин с большим углом отхода от вертикали – расширяемый колтюбинговый трактор**

**Хуссейн САЙУД, Лори ДАТИ, Абдулазиз АНИЗИ, Мубарак ДХУФАИРИ, Saudi ARAMCO; Эндрю ФРЕНЧ, WWT International**

Проведение работ в горизонтальных скважинах и скважинах с большим углом отхода от вертикали сопряжено со множеством проблем, а в случае с ГНКТ главное препятствие заключается в достижении заданной глубины. При подаче ГНКТ в ствол скважины на гибкую трубу действуют силы трения, что в конечном счете приводит к спиральному изгибу трубы и ее застреванию в стволе, и это делает дальнейшее продвижение невозможным. За последнее десятилетие были достигнуты успехи в разработке высокотехнологичных колтюбинговых скважинных тракторов, обеспечивающих большую силу тяги для преодоления сил трения. Оборудование для заканчивания скважин налагает определенные ограничения на размеры скважинного трактора. Такие тракторы должны быть способны проходить через отверстие диаметром 2 1/8 дюйма, а затем расширяться до диаметра обсадной колонны или открытого ствола (до 6 1/8 дюйма). Однако многие скважины имеют больший диаметр ствола (8 1/2 дюйма), и

change while that of the low-viscosity improved significantly. Even though the addition of fiber had minimal impact on the rheological characteristics of the fluids, the fiber improved the solid carrying capacity of the low viscosity fluid. In the horizontal configuration, the cleaning process of solids requires resuspension of deposited solids and transportation of the suspended particles from one location to another. Fiber particles are more effective in improving the carrying capacity of the fluids than their resuspension capability. Hence, the low-viscosity fluid which has a better resuspension capacity as compared to the high-viscosity fluid exhibited better cleanout performance when the same amount of fiber was introduced.

In the absence of pipe rotation during coiled tubing operations, wellbore cleanout after drilling and milling operations require efficient and optimized hole cleaning, especially in horizontal wells. The presented large-scale flow loop study provides a unique analysis of the dynamics of hole cleanout in horizontal wells using novel fibrous fluids.

### **Pioneering Technology Solutions for Extended Reach Wells – High Expansion Coiled Tubing Tractor**

**Hussain SAIOOD, Laurie DUTHIE, Abdulaziz ANIZI, Mubarak DHUFAIRI, Saudi ARAMCO; Andrew FRENCH, WWT International**

Well intervention in horizontal extended reach wells (ERWs) comes with a myriad of challenges and in the case of coiled tubing the overarching impediment is in reaching the target depth (TD). Frictional forces act against the coiled tubing (CT) while being pushed from surface, this eventually leads to helical buckling of the tubing and early lockup where no further progress is made. Advances have been made over the last decade with the development of high-tech downhole CT tractors that deliver a strong pulling force to overcome these frictional forces. Restrictions in the well completion require these tractors to collapse to 2-1/8", and then to expand to the cased or open hole size of up to 6-1/8". With many wells having a larger bore size of 8-1/2", a CT tractor did not exist to improve the coverage in those type of wells.

At first glance, modifying the existing

колтюбинговых скважинных тракторов для работы в таких условиях не существовало.

На первый взгляд кажется, что можно выполнить модификацию существующего трактора для стволов диаметром 6 1/8 дюйма для работы в стволах диаметром 8 1/2 дюйма путем простого увеличения длины штанг. Тем не менее реальность оказывается сложнее, и требуется применить ряд новаторских решений, чтобы обеспечить ту же силу тяги, что и в версии трактора для диаметра в 6 1/8 дюйма. Новое поколение скважинных компактных тракторов с возможностью значительного расширения имеет усовершенствованные толкающие звенья и новый дизайн захватов для проведения кислотных обработок без буровой установки и проведения ГИС в стволах с большим углом отхода от вертикали.

Трактор с возможностью большего расширения является важным инструментом, облегчающим проведение операций на ГНКТ в наклонных и горизонтальных стволах диаметром 8 1/2 дюйма. Проектирование, разработка, испытания и первое применение колтюбингового трактора в скважине были проведены в 2021 году. Можно назвать следующие основные преимущества, полученные в результате расширения сферы применения трактора:

1. Данный трактор позволяет проводить успешный анализ параметров пласта и мониторинг добычи. В результате мы получаем дополнительные данные, позволяющие обновлять и калибровать модель пласта.
2. Возможность проведения кислотных обработок с помощью ГНКТ в скважинах с открытым стволом диаметром 8 1/2 дюйма и осуществления адресного размещения кислотного состава, что позволяет повысить производительность скважины и увеличить ее рентабельность.
3. Обнаружение и последующее отсечение зон водопритока с помощью ГНКТ без необходимости осуществлять бурение бокового ствола.

Это новое поколение тракторов является первым в отрасли, которое работает в скважинах диаметром 8 1/2 дюйма и имеет рабочий диапазон от 8 до 10 дюймов. Достижение максимального охвата необсаженной зоны ствола является залогом успешного проведения кислотной обработки или ГИС в скважинах с большим углом отхода от вертикали. Эти инженерные решения демонстрируют, как творческий и инновационный подходы позволяют расширить применение технологий в скважинах с большим углом отхода от вертикали, обеспечивая тем самым более эффективную эксплуатацию пласта.

### **Новые методы оптимизации процесса ловли каротажного кабеля КНБК для Plug & Perf**

Лучано Андрес НАСО, Матиас Науэль ЗАМБОН, Calfrac Well Services; Лукас ГОНЬИ, Матиас Эсекьель УРЕТА, Tectrol

tractor for 6-1/8" sized holes to function in 8-1/2" sized holes could be accomplished by simply extending the lengths of the arms. However, the reality is a little more nuanced with several innovations required to deliver the same pulling force as the 6-1/8" tractor version. This new generation of downhole compact high expansion tractors have improved push-links and newly designed grippers to enable rig-less acid stimulation and production logging in ERWs.

The high expansion tractor is an important facilitator in CT well interventions to tackle challenging ERWs by increasing the coverage in 8-1/2" hole sizes. The CT tractor design, development, testing and first deployment was conducted in 2021. The major advantages gained from increasing the reach can be summarized as follows:

1. The CT high expansion tractor enables successful reservoir surveillance and production monitoring, including improved reservoir understanding providing data to update and calibrate reservoir models.
2. Acid stimulation in 8-1/2" open hole wells on CT targeted fluid placement to improve well productivity to increase revenue per well.
3. Detecting and then shutting off water inflow zones with CT techniques, avoiding the need for drilling a side track.

This new generation of slim tractors is the first in the industry to operate in wells with a diameter of 8-1/2" and an operating range from 8" to 10". The key metric to successful acid stimulation or logging applications in ERWs is the ability to achieve maximum coverage of the openhole section. These engineered solutions demonstrate how creative innovations in technology design are improving accessibility in ERWs, resulting in superior reservoir management outcomes.

### **Novel Techniques to Optimize the Fishing Process of WL Cable and Bha for Plug & Perf**

Luciano Andres NASO, Matias Nahuel ZAMBON, Calfrac Well Services; Lucas GOÑI, Matias Ezequiel URETA, Tectrol

One of the most challenging Coiled Tubing (CT) operations is the fishing of Wireline (WL) components. In Vaca Muerta

Одной из самых сложных операций с ГНКТ является ловля и извлечение из скважины каротажного кабеля. В последние годы значительно увеличилась активность на сланцевом месторождении Вака Муэрта (Неукен, Аргентина). Здесь ежемесячно проводится более 1000 гидроразрывов пласта, причем часто приходится работать на пределе возможностей, в результате чего возникают непредвиденные проблемы.

После проведения восьми стадий ГРП по технологии Plug & Perf был получен прихват КНБК на глубине 16 433 фута. После нескольких попыток извлечь кабель путем активации электрических и механических разъединителей было принято решение спустить инструмент и обрезать кабель, однако инструмент до заданной глубины не дошел. Таким образом, в стволе осталось четыре элемента оборудования: кабельный резак, кабель длиной 5938 футов с кабельной головкой и нижняя часть КНБК.

План работ состоял в том, чтобы выловить кабельный резак, вытащить кабель, активировав механический разъединитель, а затем выловить КНБК. Наибольшим риском во всей этой операции была потеря горизонтального участка скважины, если бы кабель оборвался во время извлечения (из-за давления в скважине и сложных условий).

По этой причине был разработан новый план проведения ловильных работ, который предполагал сочетание операций на кабеле и ГНКТ и предусматривал применение инновационных методов установки оборудования и проведения ловильных работ. Эти изменения позволили оптимизировать работу и сократить ее продолжительность до пяти рабочих дней с одной СПО кабеля и тремя СПО ГНКТ. Скважина не была повреждена, и работы по заканчиванию возобновились согласно плану.

### **Новаторский подход в применении гидropескоструйной перфорации для восстановления притока в неактивной горизонтальной нефтяной скважине с высоким потенциалом добычи**

**Садаф Шукатали ЧИШТИ, Стивен Х. КРЕЙГ, Baker Hughes; Эдвард Джейсон УИТЛИ, Санд Мохамед АЛЬДУХУРИ, Мохамед Абд Эльрахман БУХАРИ, Сима ЛИ, ADNOC Offshore; Праджакта Дилип КУЛКАРНИ, Baker Hughes**

В данной статье описана новая методология, которая позволила безопасно провести гидropескоструйную перфорацию на ГНКТ с целью увеличения добычи в горизонтальной добывающей скважине в условиях кислой среды. Скважина давала лишь 10% от ожидаемого дебита из-за поврежденной компоновки нижнего заканчивания. Чтобы избежать проведения дорогостоящего КРС, было решено проводить пескоструйную перфорацию на ГНКТ в качестве безопасной альтернативы прострелочно-взрывной

(Neuquen, Argentina), the shale activity has been increasing over the recent years with more than 1,000 hydraulic fracs per month, pushing the operational limits to achieve new records, bringing new unplanned operational issues.

After eight plug and perf stages completed in well A, a wireline BHA got stuck at 16,433 ft. After several attempts to retrieve the cable by activating the electrical and mechanical disconnect devices, it was decided to use a cable cutter which did not reach the target depth. Due to this event, four elements were left in the well: the cable cutter, 5,938 ft of cable with cable head, and lower part of BHA.

The recovery plan was to fish the cutter, pull out the wireline cable by breaking the mechanic release device, and then fish the BHA. The highest risk of this job was losing the horizontal section of the well if the cable broke during the fishing process, due to the well pressure and complex conditions.

For this reason, a new operation plan was designed and executed, that included the combination of wireline and Coiled Tubing services with an innovative rig up and fishing technique. These changes allowed to optimize the job to 5 operating days with only one wireline run and three CT runs. No damage was caused on the well and completion operations were resumed as planned.

### **Novel Application of Abrasive Jet Perforating to Restore Productivity of a High Potential Inactive Horizontal Oil Producer**

**Sadaf Shoukatali CHISHTI, Steven H CRAIG, Baker Hughes; Edward Jason WHEATLEY, Saeed Mohamed ALDHUHOORI, Mohamed Abd Elrahman BUKHARI, Sima LI, ADNOC Offshore; Prajakta Dilip KULKARNI, Baker Hughes**

This paper illustrates a novel methodology that enabled the safe application of Coiled Tubing (CT) Abrasive Perforation to increase production in a sour horizontal extended reach (ER) oil producer. The well was underperforming at 10% of the anticipated production rate due to a damaged lower completion. To avert a costly workover, abrasive perforation with CT was selected as a safe alternative to conventional explosives-based perforating conveyed on e-line.

перфорации и спуском перфоратора на электрическом кабеле.

Скважина с глубиной по стволу свыше 24 тыс. футов имела поврежденное нижнее заканчивание с закрытыми устройствами регулирования притока, что значительно затрудняло добычу в течение нескольких лет. Проведенная на ГНКТ кавернометрия подтвердила наличие разделенной секции хвостовика, что создавало проблемы с доступностью и делало доставку перфораторов небезопасной. Для проектирования и подготовки операции по пескоструйной перфорации на ГНКТ было проведено расширенное моделирование. Использование ГНКТ представлялось более надежным методом доставки оборудования и прохождения через сложный участок открытого ствола до достижения целевой глубины. Было проведено полноценное макетное испытание с целью оценки компоновки всех систем и определения операционных параметров, а также проведен комплексный HAZOP-анализ (анализ опасностей и работоспособности) для оценки возможных проблем как в скважине, так и на поверхности в связи с наличием высокой концентрации сероводорода ( $H_2S$ ).

Основная проблема, с которой столкнулись на этапе проектирования, заключалась в понимании механики переноса твердых частиц как внутри ГНКТ, так и в стволе скважины. Это имело решающее значение для выполнения эффективной перфорации и во избежание риска прихвата ГНКТ в длинном горизонтальном стволе скважины. Были установлены жесткие эксплуатационные пределы, чтобы свести к минимуму приток из пласта с целью уменьшения притока  $H_2S$  при удалении песка из поверхностного потока. Требуемый расход на инструменте для каждого этапа пескоструйной перфорации приводил к низкой скорости жидкости в кольцевом пространстве, что требовало точного моделирования переноса твердых частиц на протяжении всей операции. Моделирование движения жидкости в ГНКТ показало накопление песка внутри гибкой трубы до достижения форсунки. Результаты моделирования позволили построить профили пескопроявлений на каждом этапе работ, в результате чего имелась возможность подкорректировать состав раствора, требования к жидкости, схему закачки, скорость шаблонировки и другие параметры, имеющие решающее значение для обеспечения эффективной перфорации и промывки скважины. Проблемы с доступом к необходимому участку были решены за счет использования улучшенной металлической смазки и добавления двигателя в КНБК, что позволило ГНКТ пройти участок, где находился разделенный хвостовик. Всего было выполнено тринадцать перфораций за три СПО ГНТ плюс дополнительные СПО для промывки скважины. В результате проведенных работ дебит увеличился до уровня, составляющего более 90% от потенциала скважины. Было сэкономлено время и финансовые

The well, with a measured depth in excess of 24K-ft. had a damaged lower completion with closed inflow control devices that significantly impeded production for several years. A CT caliper log had confirmed a parted liner section creating accessibility concerns and made conveyance of perforating guns unsafe. An advanced simulation study was performed to design a CT abrasive perforation operation. The CT conveyed solution provided a more rigid deployment method to navigate a challenging open-hole section prior to reaching the target depth. A complete mock-up test was performed to evaluate systems integration and define the operational parameters, combined with a comprehensive desk top HAZOP study to assess both downhole and surface handling challenges amid the presence of high concentration hydrogen sulphide ( $H_2S$ ).

A major challenge faced during the design stage was to understand solids transport inside both the CT and in the well-bore. This was critical to perform efficient perforations and to avoid the risk of stuck CT in the long horizontal section. Stringent operating limits were established to minimize the influx from the reservoir to reduce  $H_2S$  production when recovering sand from the surface flow stream. The required flow rate at the tool for each sand jet perforation stage resulted in low annular velocity, requiring accurate simulation of solids transport throughout the operation. A transient CT simulation study indicated buildup of sand within the CT before reaching the nozzle. The results of the modelling showed sand profiles during each sequence of the job and allowed fine tuning of slurry design, fluid requirements, pumping schedule, wiper trip speed and other parameters critical to ensure efficient perforations and cleanout. Accessibility concerns were overcome by use of an advanced metal lubricant and addition of a motor assembly in the bottom hole assembly (BHA) that enabled CT to run beyond the parted liner section. A total of thirteen perforations were performed in three separate coiled tubing runs with additional cleanout runs. The results of the operation increased the production rate to over 90% of well potential, and saved cost and time that would be required to perform a rig-based workover.

Being a first-time technology application

ресурсы, которые потребовались бы для выполнения полноценного КРС на буровой установке.

Так как это было первое применение данной технологии в таких сложных скважинных условиях, усовершенствованное моделирование применения ГНКТ для понимания динамики переноса твердых частиц добавило больше уверенности в правильности плана проведения работ, что позволило выполнить работы безопасно, безотказно и экономично. Данный пример может быть полезен для аналогичных неактивных скважин, на которых можно было бы применить эту технологию и подход.

## **Секция 2. ПОВЫШЕНИЕ ОПЕРАЦИОННОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ, КАЧЕСТВА, УЛУЧШЕНИЕ ТЕХНИКИ БЕЗОПАСНОСТИ, ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ И УПРАВЛЕНИЯ СКВАЖИНОЙ**

### **Сравнительный анализ абразивного износа обычных и высокопрочных ГНКТ в стволе скважины – практический пример**

**Гарри МАККЛЕЛЛАНД, Ирма Айрис ГАЛЬВАН, Джозеф ПРАЙС, Дженесис Ло МАЛЛАНАО, Global Tubing**

Абразивное повреждение ГНКТ при взаимодействии с оборудованием для заканчивания скважин является достаточно распространенной проблемой в отрасли. Степень абразивного износа зависит от таких факторов, как конструкция колонны, конструкция заканчивания, кривизна ствола скважины и внутрискважинная среда. Сложность конструкции скважин возросла, что потребовало использования более прочных материалов при производстве ГНКТ и гибких труб больших диаметров. При этом анализ действия сил при работе с ГНКТ показал, что более высокие нормальные значения сил, действующих в отношении обсадной колонны, стали стандартными.

В работе SPE 81724 (Larsen, Reichert, 2003) изучался вопрос абразивных повреждений ГНКТ с пределом текучести 90 ksi в сухих и влажных условиях при взаимодействии с материалами заканчивания L80 и L80-13Cr. В результате испытаний было обнаружено, что абразивный износ в сухих условиях в 250 раз выше, чем во влажных. Кроме того, несмотря на распространенное мнение, что абразивный износ ГНКТ происходит быстрее при взаимодействии с хром-содержащим оборудованием заканчивания, результаты исследования показали, что скорость изнашивания ГНКТ была приблизительно такой же, как и при взаимодействии со стандартными заканчиваниями из L80.

С тех пор использование закаленных ГНКТ с минимальным пределом текучести в диапазоне 110–140 ksi стало весьма распространенной практикой,

for such challenging well conditions, the advanced CT simulations to understand solid transport dynamics added more confidence in the job design that resulted in a safe, reliable, and cost-effective execution. This is a very important case history for similar inactive wells which could benefit from this technology and approach.

## **Session 2. IMPROVING OPERATIONAL EFFICIENCY, QHSE, AND WELL CONTROL**

### **Wellbore Abrasion Comparison with High Strength Coiled Tubing – A Case Study**

**Garry McCLELLAND, Irma Irais GALVAN, Joseph PRICE, Genesis Lo MALLANA O, Global Tubing**

Coiled tubing abrasion from well completion interference is a prominent failure mode in the industry. Variables influencing the severity of the abrasion include string design, completion design, well tortuosity and the well environment. The complexity of wells has increased which has required the industry to use higher strength coiled tubing materials and, larger diameters of coiled tubing. In doing so, the tubing force analyses suggest higher normal forces against the casing has become standard.

SPE 81724 (Larsen, Reichert 2003) studied the wet and dry abrasion relationship of 90 ksi yield coiled tubing against L80 and L80-13Cr completion materials and found dry abrasion to be 250 times more aggressive compared to wet abrasion in those tests. Furthermore, despite the impression that abrasion occurs more often in chrome completions, the results showed chrome completion abraded the coiled tubing at approximately the same rate as the standard L80 in those tests.

Since then, the use of quench and tempered coiled tubing typically in the range of 110-140 ksi. minimum yield strength is mainstream to navigate the increased length and tortuosity of the wells currently being drilled. As a result, abrasion appears to be more frequent, though intermittently reported because failures near the whip end and bottom hole assembly are commonly dismissed in the field near as normal for operations. In

учитывая тенденцию к бурению более глубоких (протяженных) скважин со значительной кривизной ствола. В результате случаи абразивных повреждений ГНКТ становятся более частыми, однако не обо всех из них сообщается, так как отказы, которые происходят внизу колонны и в зоне КНБК, считаются практически нормой при проведении внутрискважинных операций. В случаях, когда повреждения происходят в середине колонны, это может иметь более серьезные последствия в части управления скважиной.

Целью данной работы является дальнейшее изучение абразивного износа традиционных ГНКТ из стали 90-го сорта и ГНКТ из более высокопрочной и закаленной стали с пределом текучести 110–140 ksi. Анализировалось взаимодействие ГНКТ из указанных марок стали с различными материалами оборудования для заканчивания скважин, включая L80, L80-13Cr, P110 и P110-13Cr. В рамках исследования изучались и тщательно анализировались абразивные повреждения для каждого материала только в сухих условиях. Таким образом, данные подтверждают выводы, сделанные в работе SPE 81724 (Larsen, Reichert, 2003), где материалы гибких насосно-компрессорных труб показали сходную скорость абразивного износа по отношению к различным материалам обсадной колонны с добавлением хрома и без. Кроме того, скорость абразивного износа соответствует относительной твердости материала: чем тверже материал, тем ниже скорость износа. В рамках дополнительных исследований в будущем планируется изучить влияние на износ различных понизителей трения, а также воздействия разных нормальных сил.

### **Успешная адаптация технологии и преодоление проблем, связанных с применением ГНКТ в горизонтальных нетрадиционных газовых скважинах с высоким давлением и кислой средой в ОАЭ**

**Оле СОРЕНСЕН, Ян ВУ, Дидье КАЙОН, Бьорн ВИГЕРИ, Total Energies; Рао Шафин АЛИ ХАН, Нестор МОЛЕРО, Эрнесто Франко ДЕЛЬГАДО, Мохамед Фахим АХМЕД, Рафаэль Фернандо МАТТОС, Анна ГИЛАШ, Мухаммад ТАЛХА ХАН, Schlumberger; Ирма ГАЛЬВАН, Гарри МАККЛЕЛЛАНД, Global Tubing**

На этапе заканчивания четырех нетрадиционных скважин в Объединенных Арабских Эмиратах (ОАЭ) детальный инженерный подход позволил преодолеть проблемы, связанные с экстремальными условиями (давление, температура и кислая среда) на длинных горизонтальных участках, в результате чего была успешно проведена промывка данных скважин. В основе методов, которые были применены для решения проблем, лежала безопасность персонала и сохранение оборудования.

В скважинах, на которых проводились работы, регистрировалось пластовое давление около 13 000 psi

instances where the abrasion occurs in the middle of the string, the results can be more challenging for well control.

The purpose of this paper is to further explore the abrasion relationship between conventional 90 grade coiled tubing and some of the newer high strength quench and tempered materials in the 110-140ksi yield range. These coiled tubing materials were mated with various well completion materials including L80, L80-13Cr, P110 and P110-13Cr. Only dry abrasion was investigated at this time to carefully examine the abrasion relationship of each material. In summary, the data further supports the conclusions in SPE 81724 (Larsen, Reichert 2003) where coiled tubing materials showed similar abrasion rates against the various casing materials with and without chrome additions. Furthermore, the casing abrasion rates could be shown to be consistent with their relative hardness: the harder the material, the lower the abrasion rate. Additional future work will also consider friction reducers and varying normal forces.

### **Successfully Adapting and Overcoming Challenges for Coiled Tubing Applications in High-Pressure Sour Environment and Horizontal Unconventional Tight Gas Wells in UAE**

**Ole SORENSEN, Yang WU, Didier CAILLON, Bjorn VIGUERIE, Total Energies; Rao Shafin ALI KHAN, Nestor MOLERO, Ernesto Franco DELGADO, Mohamed Fahim AHMED, Rafael Fernando MATTOS, Anna GILASH, Muhammad Talha KHAN, Schlumberger; Irma GALVAN, Garry McCLELLAND, Global Tubing**

During the completion phase of four unconventional wells in the United Arab Emirates (UAE), a detailed engineering approach enabled overcoming challenges presented by the extreme conditions of pressure, temperature, and sour environment across long horizontal sections to successfully carry out cleanout activities. The methods implemented to address those conditions prioritized personnel safety and asset integrity.

The unconventional wells in this campaign were characterized by a reservoir pressure of approximately 13,000 psi and a bottomhole temperature of approximately

и температура на забое в районе 325 °F. Поступление газа ожидалось в форме пластового флюида. В скважине регистрировалась кислая среда: 5% мол. H<sub>2</sub>S и 5% мол. CO<sub>2</sub>. После проведения ГРП давление в закрытой скважине составило около 8000 psi. Данные условия требовали нового инженерного подхода и проектирования индивидуальной ГНКТ, которая могла бы достигать глубины 20 700 футов и выполнять эффективную промывку скважины. Также требовалось правильно подобрать оборудование для контроля устьевого давления, скважинных инструментов и рабочих жидкостей, которые могли бы выдерживать суровые внутрискважинные условия.

Скважины были закончены колонной диаметром 5 1/2 дюйма; протяженность горизонтальных участков варьируется от 5000 до 8200 футов. Каждая из 95 стадий гидроразрыва была изолирована с помощью растворимых пробок. При проектировании ГНКТ учитывались траектории скважин, рабочее давление и скважинная среда. Для проведения работ была изготовлена высокотехнологичная ГНКТ высокой прочности длиной 22 000 футов, диаметром 2 и 3/8 дюйма и показателем предела текучести 110 000 psi. Также была индивидуально разработана программа обеспечения целостности колонны ГНКТ в целях безопасного проведения работ в условиях высокого давления и кислой среды. Состояние трубы отслеживалось в режиме реального времени с помощью магнитного контроля. Скважинные инструменты (разъем ГНКТ и обратные клапаны), а также устьевое оборудование были спроектированы на давление до 15 000 psi. Конфигурация оборудования для контроля устьевого давления была тщательно проработана. Так как высота фонтанной арматуры достигала порядка 120 футов, был проведен ряд стресс-тестов с помощью ПО для моделирования по методу конечных элементов, чтобы проверить стабильность структуры, подтвердить, что силы и изгибающие моменты находятся в безопасных рабочих пределах, и определить оптимальные параметры для тросовых оттяжек. При выполнении работ были выявлены проблемы, связанные с колебаниями высокого давления и необходимостью оптимизации количества промывок в горизонтальном стволе. Промывка также осложнялась траекторией стволов скважин, в результате чего на некоторых участках отмечалось накопление твердых частиц.

Проведенные работы стали первыми в своем роде в стране для данной компании. Они позволили извлечь уроки с точки зрения проектных решений, процесса проведения работ и рекомендаций по операциям на ГНКТ в схожих рабочих условиях. Они также продемонстрировали, что высокопрочные ГНКТ с пределом текучести 110 000 psi могут безопасно применяться в условиях кислой среды и высокого давления при соблюдении надлежащих мер по снижению рисков.

325°F. Gas was expected as reservoir fluid. The environment was sour, with 5% mol of H<sub>2</sub>S and 5% mol of CO<sub>2</sub>. After fracturing, the shut-in pressure was approximately 8,000 psi. Those conditions triggered a new engineering approach to design a customized coiled tubing (CT) pipe that could reach depths of 20,700 ft and perform efficient cleanouts. Other considerations included the selection of the appropriate pressure control equipment (PCE), downhole tools, and intervention fluids that could withstand the harsh working conditions.

The wells were completed with 5 1/2-in. fracturing strings; horizontal sections ranged from 5,000 to 8,200 ft. Each of the 95 fracturing stages was isolated by dissolvable plugs. The CT pipe design considered well trajectories, working pressures, and downhole environment. The highly engineered 22,000 ft, 2 3/8-in. CT string was manufactured with quench and tempered (Q&T) material with yield strength of 110,000 psi. A custom-fit CT string integrity program was implemented to ensure safe intervention in high-pressure sour environment. Pipe life was then monitored in real time using magnetic flux leakage. Downhole tools (CT connector and check valves) and the PCE stack were designed to hold pressures up to 15,000 psi. The PCE configuration was thoroughly reviewed, and since the wellhead stack exhibited a maximum height of approximately 120 ft, a stack stress analysis through finite-element modeling software was conducted to validate structure stability, to confirm forces and bending moments remained within safe working limits, and to determine the optimal setting for guy wires. Job execution highlighted challenges linked to the high-pressure cycling and the need to optimize the number of achievable sweeps in the horizontal section. Well trajectories also proved challenging for the cleanout, with solids accumulation in specific intervals.

This operation, the first of its kind in the country for the operator, yielded lessons for design considerations and the execution process and recommendations for CT intervention in similar working environments. It also confirms that 110,000-psi yield strength Q&T CT strings can be safely deployed in a high-pressure sour environment by implementing proper risk mitigation strategies.

### **Внутрискважинные работы в сложной горизонтальной добывающей скважине с низким давлением и известной деформацией обсадной колонны: сравнительный анализ методов доставки оборудования для установки газлифтных систем в носке скважины**

**Кристофер Джэй ХЕЙККИНЕН, Кайл Си НИЕМИ, Мэтт Эл УАЙТ, ConocoPhillips Company; Трэвор Джэй МЕДОР, Precision Well Servicing**

В настоящем документе представлен опыт проведения внутрискважинных операций / КРС на кусте из девяти скважин на месторождении Монтни в Британской Колумбии, Канада. Цель проводимых работ заключалась в размещении оборудования для механизированной добычи в носке каждой из скважин. Рассматривались разные методы доставки оборудования, и было принято решение осуществлять доставку с помощью НКТ. Далее представлены ключевые выводы по итогам проведения работ. Полученные в режиме реального времени данные с электронного регистратора параметров анализировались и сопоставлялись с данными по другим методам проведения работ.

Моделирование крутящего момента и коэффициента торможения показало, что целевая глубина может быть достигнута с учетом коэффициентов трения, которые были откалиброваны при использовании ГНКТ при разбуривании пробок ГРП. Выбор НКТ был обусловлен стремлением к снижению неопределенности, а также пониманием ограничений при установке газлифтного оборудования вблизи забоя скважин в условиях низкого давления и известной деформации обсадной колонны. На протяжении всего периода проведения работ использовались двойные телескопические установки для КРС, а также с помощью установки проводилось демпфирование давления на первых скважинах, где имелось давление на устье. Была проведена СПО имитационной колонны НКТ для оценки и подтверждения возможности дохождения до заданной глубины перед спуском окончательной колонны.

В целом работы были проведены успешно: в семи из девяти скважин был достигнут уровень охвата 85%. Основные сложности возникли на скважинах 1 и 2, где на завершение всех работ потребовалось шестнадцать и девять дней соответственно; также был прихват трубы на скважине 6. Среди основных проблем можно назвать неоптимальный выбор КНБК, низкую эффективность циркуляции, переменное аномальное забойное давление и деформацию обсадной колонны. Полученные в реальном времени данные нагрузки на крюк коррелировались с данными моделирования крутящего момента и торможения. Однако наблюдаемый крутящий момент был значительно выше, чем в модели. Предполагается, что это было вызвано микроизвилистостью и локальными изгибами.

### **Interventions in Challenging Low Pressure Horizontal Producers with Known Casing Deformation: A Case Study Comparing Conveyance Methods for Successful Installation of Toe Gas Lift Systems**

**Christopher J. HEIKKINEN, Kyle C. NIEMI, Matt L. WHITE, Conoco Phillips Company; Trevor J. MEADOR, Precision Well Servicing**

This paper presents a case study of intervention/workover operations from a nine-well pad in the Montney formation, in British Columbia, Canada. The operational objective was to land artificial lift near the toe of each wellbore. Several conveyance methods were evaluated, and jointed pipe was ultimately selected. This paper highlights key learnings gathered throughout the operation. Outputs from real-time Electronic Drilling Recorder (EDR) data are included and contrasted with other intervention methods.

Torque and drag simulations showed the desired depth was achievable using offset friction factors that were calibrated using coiled tubing conveyance during initial post-frac plug drillout operations. Jointed pipe intervention was selected to reduce uncertainty and understand limitations of installing artificial lift at depths near the toe of a low-pressure wellbore with known casing deformation. A telescopic-double workover rig package was utilized throughout operations along with rig-assisted snubbing on early wells where surface pressure existed. A confirmation run was made using a mock assembly to gauge reach capabilities prior to running the final assembly.

Overall, the program was a success with seven of nine wells achieving 85% lateral coverage. Major scope changes were encountered on Wells 1 and 2, requiring sixteen and nine days to complete, respectively, and a stuck pipe event on Well 6 will be discussed. Key challenges include sub-optimal bottomhole assembly selection, poor circulating efficiencies, variable subnormal bottomhole pressure, and casing deformation. Real-time hook load data correlated to the Torque and Drag model. However, observed torque was significantly higher than presented by the model. This is suspected to have been caused by micro-tortuosity and localized doglegs.

Несмотря на возникшие на нескольких скважинах проблемы, удалось быстро оптимизировать ключевые параметры проведения работ, ускорить получение опыта и обучение персонала для достижения положительного экономического эффекта.

Умение выбирать правильный метод доставки оборудования с учетом изменяющихся скважинных условий является ключевым фактором минимизации риска, повышения рентабельности и максимизации шансов на успех. Извлеченные уроки и результаты работ, проведенных на кусте из девяти скважин, станут основой для успешного проведения внутрискважинных работ с колоннами НКГ в будущем.

**Технологическая платформа с большим количеством расширяемых приборов, спускаемых на электрическом кабеле, позволяет проводить высокоточные и управляемые манипуляции с оборудованием заканчивания**

**Стюарт Уильям МЕРЧИ, Борд Мартин ТИННЕН, Арне МОТЛАНД, Бьярте БОРЕ, Питер ГАБАЛЛА, Altus Intervention**

Проведение различных манипуляций с компонентами заканчивания скважины, такими как пластовые изолирующие клапаны, клапаны регулирования притока и сдвижные муфты – достаточно распространенная практика как при освоении новых, так и при оптимизации добычи на более старых скважинах. Часто работы проводятся в наклонных скважинах и скважинах с большим углом отхода от вертикали и с одноствольным заканчиванием. Несмотря на то что в основном активация оборудования осуществляется с помощью давления, применение линейных приводных механизмов на электрическом кабеле, которые активируют муфты и клапаны, представляет собой вторичный способ управления оборудованием заканчивания, на который довольно часто приходится полагаться. Применение таких механизмов ввиду малого проходного диаметра верхних элементов заканчивания требует от них возможности активации в нужной зоне и расширения для закрепления в стволе с целью манипуляций с находящимся там оборудованием.

Желательным представляется применение спускаемой на электрическом кабеле инструментальной колонны, состоящей из трактора, ударного механизма и сдвигающего устройства, которая способна проходить в стволах с большим углом отхода от вертикали и выполнять в режиме реального времени манипуляции с оборудованием заканчивания скважины. Кроме того, для большей уверенности в успешном проведении операций оборудование должно быть способно генерировать достаточные усилия, чтобы не только осуществлять

Despite challenges on several wells, key optimizations were quickly implemented to accelerate the learning curve towards ultimate positive economic results.

Learning how to select the right conveyance method based off changing well conditions is a key driver in minimizing risk, optimizing profitability, and maximizing the chance of success. Learnings and results from this nine-well program will provide a framework for success in future jointed pipe interventions.

**Highly Instrumented Electric Line Deployed Intervention Technology Platform Provides Precise, Controlled High Expansion Completion Manipulation Capabilities**

**Stuart William MURCHIE, Bård Martin TINNEN, Arne MOTLAND, Bjarte BORE, Peter GABALLA, Altus Intervention**

Manipulation of downhole completion components such as formation isolation valves, inflow control valves and sliding sleeves has become a regular phase of both new well initiation and existing well production optimisation scope. This often occurs in deviated and extended reach well trajectories frequently involving mono-bore completions. Although primarily done by pressure activation, electric line deployment of linear actuators that engage with associated shifting profiles of such valves and sleeves offers a secondary means of manipulation, one that is often relied upon. Deployment of these devices through smaller ID restrictions located higher up in the completion string necessitates in-situ activated high expansion anchoring and shifting capabilities.

The electric line powered tractor-stroker-shifting device toolstrings capable of high deviation conveyance coupled with precise and real-time controlled completion component manipulation are desired, providing visibility throughout the operation. Furthermore, sufficient force to cover not only the shifting specification of the valve or sleeve design but also to overcome sleeve seizing commonly encountered downhole from scale or debris infringement is necessary to maximise the certainty of these operations. The technology platform presented in this paper has been designed to provide conveyance,

переключение клапанов и муфт, но и преодолевать прихват сдвигаемой муфты, который часто происходит в скважинах ввиду отложений и наличия осколков породы. Технологическая платформа, представленная в этом докладе, была разработана для обеспечения доставки, позиционирования, закрепления в скважине и генерирования высокой двунаправленной силы в условиях ограниченного диаметра с целью осуществления манипуляций с оборудованием заканчивания. Применяемая в технологической платформе скважинная логика для оптимального распределения электрической и гидравлической энергии, а также насыщенность различными приборами и датчиками обеспечивает надежный поиск целевой зоны, анкерирование оборудования и проведение операционного контроля и манипуляций в режиме реального времени.

В статье также приводится описание комплексных испытаний системы, проведенных с использованием копий клапанов и полной инструментальной компоновки (трактор – ударное устройство – сдвигающее устройство) для подтверждения функциональности и эффективности работ. Испытания проводились на макете системы горизонтального заканчивания, чтобы подтвердить успешный спуск колонны, зацепление защелок и успешное действие ударного инструмента, совместную работу датчиков инструментальной колонны с датчиками испытательного приспособления. Также будет описана операция сдвига нескольких муфт, выполненная за одну СПО в Северном море. В ходе операции производилось считывание данных на поверхности в режиме реального времени, что позволило инженеру лучше понимать ситуацию в скважине и принимать немедленные корректирующие действия во избежание ложного сдвига муфты ввиду прихвата и, таким образом, осуществить операцию успешно.

Слаженная интеграция и взаимодействие между трактором, ударным механизмом и сдвигающим устройством, входящими в состав инструментальной колонны для проведения манипуляций с компоновками заканчивания скважины, представляет собой прогрессивное решение. Колеса трактора находятся в выдвинутом состоянии при закреплении ударного механизма, что способствует оптимальной централизации инструментальной колонны на протяжении всей операции. Это снижает риск отцепления защелок при осуществлении манипуляций на компоновке заканчивания, что часто происходит при последовательном применении инструментов. Таким образом, технологическая платформа позволяет проводить комплексную операцию по принципу «спуск – позиционирование – инспектирование – действие – проверка».

positioning, anchoring, and high bi-directional force and stroke generation in a slim tool architecture offering high expansion shifting capability. Its downhole logic for optimised electric and hydraulic power distribution and a high degree of instrumentation and sensors has brought reliable target search, device engagement and real-time operational visibility and control to completion manipulation operations.

Extensive system integration tests done on replica valve sleeves using the full tractor-stroker-shifting device toolstring to confirm the functionality and effectiveness will be described in the paper. This has been done within a reconstructed horizontal completion configuration to confirm successful string conveyance, shifting dog engagement and stoker shifting action, collaborating toolstring sensor measurements with those incorporated in the test jig configuration. A single run multi-sleeve shifting operation carried out in the North Sea will also be described, with real-time surface readout information which allowed the engineer to better understand the in-situ situation and take immediate and controlled corrective actions, circumventing a false shift scenario due to sleeve seizing and delivering an efficient operation.

The seamless integration and interaction between the tractor, stoker and shifting device that make up the full manipulation toolstring assembly presented in this paper are transformative. Tractor wheels are kept in an extended mode whilst setting the stoker anchors, aiding optimal centralisation of the toolstring throughout the stoker anchoring and manipulation sequence. This reduces the risk of the shifting dogs unlatching from the profile of the completion component being manipulated as is often the case with a sequential tool operation scenario – the intervention technology platform providing a true convey-position-inspect-act-verify ethos.

### **Advanced Software Features to Enable Smart Downhole Valve and Sleeve Shifting Operation**

**Jisheng LI, Yang HU, Thomas MAUCHIEN, Xuedong YANG, Clement LAPLANE, Richard WOODS, Amanda Niazi OLIVIO, Ben DURAND, Schlumberger**

### **Расширенные функции программного обеспечения, позволяющие применять интеллектуальных подход к операциям по закрытию/открытию клапанов и муфт в скважине**

**Цзисэн ЛИ, Ян ХУ, Томас МОШЕН, Сюэдун ЯН, Клемент ЛАПЛЭЙН, Ричард ВУДС, Аманда Ниази ОЛИВИО, Бен ДУРАНД, Schlumberger**

При проведении работ по переключению клапанов или муфт с помощью кабеля успех в значительной степени зависит от опыта и знаний инженера. Любая ошибка в оценке ситуации в процессе выполнения работ может привести к простой или даже полному провалу операции. После завершения операции обработка данных и подготовка отчета также требуют значительных усилий и являются довольно трудоемким этапом, что часто приводит к подготовке некорректного или неполного отчета. Эти проблемы решаются с помощью передового программного обеспечения для регистрации данных на поверхности. Целью ПО для регистрации данных на поверхности является выстраивание порядка проведения работ по селективному переключению муфт и клапанов путем подбора доступных приборов, оптимизации и упрощения рабочих процедур, устранения или сокращения типичных человеческих ошибок и значительного снижения нагрузки на полевых инженеров при подготовке отчета по результатам работ, так как ПО позволяет производить автоматизированный сбор данных в режиме реального времени, их обработку и подготовку отчетов.

### **Секция 3. ВНУТРИСКВАЖИННЫЕ РАБОТЫ В ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ УСЛОВИЯХ**

#### **Применение гибридной ГНКТ с передачей данных в режиме реального времени для устранения прихвата трубы в одной из скважин со сложными условиями в Кувейте**

**Халед М. МАТАР, Halliburton; Закария аль-БАХАР, Абдулла Б. аль-МУТАИРИ, Халед аль-ОТЕЙБИ, Мохаммад аль-АЗМИ, Механна аль-МЕХАННА, Kuwait Oil Company; Абдулатиф аль-ВАЗЗАН, Джошуа ТРАВЕССО, Мохаммад аль-КРИБАНИ, Halliburton**

При работе ГНКТ в скважинах с перепадом давления может возникнуть множество непредвиденных проблем, в том числе и прихват трубы. Диагностика скважинных условий перед началом работ имеет важное значение, но не исключает вероятности прихвата ГНКТ. С учетом более активного использования ГНКТ в скважинах с экстремальными условиями критически важным представляется поиск решений, которые помогут извлекать ГНКТ и КНБК после прихвата.

При использовании обычных гибких труб оператор

In conventional wireline intervention shifting service, the success of the operation is heavily dependent on the engineer's experience and knowledge. Any error in judgement in the process of the operation could lead to nonproductive time or even total failure. Once the operation is completed, the post-job processing and report preparation also require significant manual effort and are extremely time consuming, which often leads to an inadequate or incomplete report. These challenges are addressed by advanced surface acquisition software. The aim of the surface software is to redefine the selective shifting workflow by leveraging the available instrumentation, streamlining and simplifying operation procedures, eliminating or reducing typical human errors, and greatly reducing the burden on the field engineers for post-job deliverables with automated real-time data collection, processing, and report generation.

### **Session 3. INTERVENTION SOLUTIONS IN EXTREME WELL CONDITIONS**

#### **Real-Time Hybrid Coiled Tubing Service Overcomes the Issue of Pipe Stuck in a Challenging Kuwait Well**

**Khaled M. MATAR, Halliburton; Zakaria Al-BAHAR, Abdullah B. Al-MUTAIRI, Khaled Al-OTAIBI, Mohammad Al-AZMI, Mehanna Al-MEHANNA, Kuwait Oil Company; Abdulatif AlWAZZAN, Joshua TRAVESSO, Mohammad AlKREEBANI, Halliburton**

Many unforeseen circumstances can occur when coiled tubing (CT) is deployed into a well with differential pressure sticking being one such potential problem. Diagnosing wellbore data before operating on a well is important but does not eliminate the possibility of stuck CT. With the increase in use of CT on wells with extreme conditions, the requirement to find solutions that can help retrieve the CT and its bottom hole assembly (BHA) is crucial.

When using conventional CT equipment, the operator will have access to several parameters, such as weight, circulating pressure, wellhead pressure (WHP), and depth. However, all these are surface parameters, meaning they are obtained based on the surface conditions. Having

будет иметь доступ к нескольким параметрам, таким как вес, циркуляционное давление, устьевое давление и глубина. Однако все эти параметры измеряются на поверхности. Наличие точной скважинной информации в дополнение к данным с поверхности может быть гораздо более полезным при возникновении прихвата в условиях перепада давления.

В данной статье описывается применение технологии гибридной ГНКТ с возможностью передачи данных в режиме реального времени для устранения возникшего прихвата. Технология включает в себя четырехмиллиметровый гибридный кабель, запасованный в колонну ГНКТ, а также модульную КНБК с датчиками для регистрации основной скважинной информации. Например, это такая информация, как внутреннее и внешнее давление и температура, локация муфт, гамма-излучение, силы сжатия и растяжения. В КНБК также была установлена проточная камера для обеспечения обзора на 360° в многоствольной скважине. В итоге получилась высокотехнологичная КНБК общей длиной около 36 футов.

Впервые технология гибридной ГНКТ была применена для стимуляции притока в двуствольной скважине. Был получен прихват ГНКТ в боковом стволе L1, диаметр которого составлял 6 1/8 дюйма, а протяженность – 2647 футов. Причины прихвата были непонятны. Но после тщательной оценки внутрискважинной информации было определено, что прихват, вероятно, связан с перепадом давления, поскольку в открытом участке бокового ствола скважины регистрировались значительные перепады пластового давления (до 680 psi).

В статье представлены некоторые уроки, извлеченные из случая с прихватом ГНКТ, а также преимущества применения технологии гибридной ГНКТ с передачей данных в режиме реального времени для успешного извлечения прихваченной трубы. С помощью гибридной ГНКТ было определено забойное давление, которое позволило оценить местоположение точки прихвата.

Затем была приложена более высокая сила натяжения наряду с прокачкой дополнительных объемов жидкости, при этом все параметры оставались в рабочих пределах КНБК.

### **Извлечение упавшей в скважину U-образной ГНКТ длиной 8300 футов с запасованным электрическим кабелем: практический пример из Объединенных Арабских Эмиратов**

**Эрнесто Франко ДЕЛЬГАДО, Мухаммад Тальха ХАН, Рао Шафин Али ХАН, Нестор МОЛЕРО, Анна ГИЛАШ, Рафаэль Фернандо МАТТОС, Мaged БАША, Schlumberger; Тони ЛАПЛАНТЕ, Марк ЗЕЛЛЕР, WellEnTech**

На этапе заканчивания нетрадиционной скважины в Объединенных Арабских Эмиратах (ОАЭ) при

accurate downhole information to accompany the surface data can be much more helpful when encountering differential pressure sticking situations.

This paper presents the application of real-time hybrid CT (RTHCT) technology to overcome stuck CT. The technology incorporates a 4mm hybrid cable injected into a CT string and includes a modular sensing bottom-hole assembly (MSBHA) providing key downhole information. Internal and external pressure and temperature, casing collar locator, gamma-ray, compression, and tension are all examples of the downhole data. A flow-through camera was also added to the BHA to provide 360° visibility in the multilateral well, resulting in a high-value BHA with a total length of approximately 36 ft.

The RTHCT technology was initially utilized to stimulate a multi-lateral well composed of 2 legs. The CT became stuck while displacing L1 lateral, which had 6-1/8in internal diameter and 2,647 ft lateral length. The reason the CT became stuck was ambiguous. But upon careful evaluation of the wellbore information, it was determined that it was likely due to the differential pressure because L1's lateral open-hole section had a large variance in reservoir pressure (up to 680 psi difference).

This paper presents some lessons learned when encountering a stuck CT scenario and the benefits of utilizing the RTHCT technology in challenging well conditions to successfully retrieve the CT. With the RTHCT technology, the bottom hole pressure (BHP) was determined allowing the downhole sticking point to be estimated. Higher overpull values were then applied along with additional pumping whilst remaining within the operating limits of the BHA.

### **Fishing More than 8,300-ft of U-Shaped Collapsed Electric-Cable-Equipped Coiled-Tubing: A Case Study from United Arab Emirates**

**Ernesto Franco DELGADO, Muhammad Talha KHAN, Rao Shafin Ali KHAN, Nestor MOLERO, Anna GILASH, Rafael Fernando MATTOS, Maged BASHA, Schlumberger; Tony LAPLANTE, Mark SZELLER, WellEnTech**

During the completion phase of an unconventional well in the United Arab Emirates (UAE), an electric-cable-equipped



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

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

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

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

**НАШИ КОНТАКТЫ:**

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

Телефоны: 8 (8482) 55-72-56, 63-36-97

E-mail: info@n-ts.ru

Адрес в Сети: www.n-ts.ru

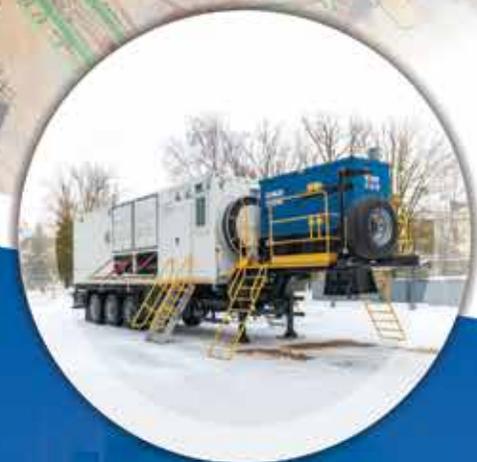
*Будем рады сотрудничеству!*



**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

проведении многостадийного ГРП возникла необходимость обрезать и сбросить в скважину ГНКТ с запасованным электрическим кабелем. Компания – поставщик ГНКТ-услуг и производитель инструментов совместно разработали специальный ловильный инструмент под профиль упавшей в скважину ГНКТ, что позволило осуществить захват лежащей в форме буквы U гибкой трубы и безопасно извлечь ее на поверхность.

Инженеры со стороны оператора, поставщика услуг ГНКТ и производителя инструмента провели анализ упавшей в скважину гибкой трубы и потенциально возможных решений проблемы. Из-за того, что ГНКТ находилась в скважине в форме буквы U, не представлялось возможным применение стандартного овершота для круглого профиля или плоского овершота для плоского профиля. В результате пришлось воссоздавать U-образный профиль ГНКТ для разработки соответствующей направляющей овершота. Был изготовлен прототип и испытан на поверхности, чтобы убедиться, что профиль гибкой трубы попадает внутрь овершота. Инструментальная компоновка также включала в себя ориентировочное устройство, которое позволяло осуществлять контролируемое вращение, что стало залогом успеха данной ловильной операции.

После завершения последней десятой стадии перфорации при заканчивании скважины ГНКТ с запасованным электрическим кабелем внезапно отделилась, а потом упала в скважину при попытке поднять ее на поверхность. Оператор ГНКТ активировал трубные/удерживающие плашки, однако была обнаружена утечка. С помощью срезных плашек ГНКТ диаметром 2 дюйма была обрезана, в результате чего в скважине остался элемент гибкой трубы длиной 8360 футов.

Спуск свинцовой печати показал наличие U-образной гибкой трубы на глубине 6686 футов. Электрический кабель не покрывал верхнюю часть ГНКТ в скважине, что снижало риски при проведении ловильных работ. Несколько попыток использования ловильного инструмента для круглого профиля не увенчались успехом. Несмотря на то что получалось осуществить захват, ГНКТ выскальзывала при попытке подъема. Осмотр извлеченного на поверхность овершота показал наличие сломанных захватных клиньев ввиду неравномерной передачи нагрузки.

После анализа верхней части аварийной ГНКТ и доступных ловильных инструментов было принято решение разработать гибридный круглый/плоский овершот (что позволит U-образной ГНКТ попасть внутрь овершота), оснащенный подвижными захватными клиньями, что обеспечит большую площадь контакта, лучший захват и извлечение аварийной трубы на поверхность.

Поскольку подходящий овершот отсутствовал, было необходимо осуществить проектирование и производство гибридного полукруглого/плоского овершота для U-образного профиля аварийной

coiled tubing (ECE-CT) had to be cut and dropped in hole while performing a plug-and-perf campaign. The CT service provider and tool manufacturer jointly redesigned a specific fishing tool for a flat-shaped collapsed CT pipe, which allowed the latching of the U-shaped collapsed ECE-CT pipe and its safe recovery.

The fish and potential solutions were analyzed by the engineering teams from operator, CT service provider, and tool manufacturer. Because of the U-shape of the fish, the existing techniques of conventional overshot for rounded profiles and flat overshot for flat-shaped profiles could not be applied. The U-shape of the fish was replicated and used to create the overshot entry guide. The prototype was manufactured and tested at surface to ensure the profile was getting inside. The tool-string included an indexing tool to allow controlled rotation, which was key to the success of that fishing operation.

Upon completion of the last perforating stage in a 10-stage completion in the well, the ECE-CT pipe accidentally parted and then collapsed when it was being retrieved to surface. The CT operator activated the pipe/slips ram, but a leak was observed. The 2-in. CT pipe was cut and dropped by activating the shear/seal ram, thus leaving 8,360-ft of CT pipe in the well.

A lead-impression-block (LIB) run to identify the fish profile found the U-shape fish at a depth of 6,686-ft. The electric cable did not cover the top of the fish, thus reducing the risk of the retrieval operation. Despite several attempts made with the available fishing tools for rounded profiles, even when latching was achieved, the fish was lost. Inspection of the overshot after it reached surface showed the presence of broken slips due to uneven load transmission.

After analysis of both the top of fish and available fishing tools, a hybrid rounded/flat overshot was designed to allow the U-shaped CT pipe to get inside the overshot and the traveling slip to latch onto the collapsed body, allowing higher contact area and resulting in the proper latch and retrieval of the collapsed ECE-CT pipe.

Because a suitable overshot was not available, the operation required designing, producing, and implementing a customized hybrid semi-rounded/flat overshot for U-shaped profiles, as well as

трубы, а также разработать новую методологию зажима и извлечения ГНКТ. Наличие производителя инструментов внутри страны позволило быстро решить проблему. Потребовалось всего семь дней, чтобы спроектировать, изготовить и испытать прототип инструмента, сократив, таким образом, время простоя скважины.

### **Применение проволочных технологий для внутрискважинных работ в сверхглубоких газовых коллекторах в условиях высоких температур и давления**

**Хуйфэн ЛЮ, CNPC Engineering Technology R&D Company Limited; Минмин ДИН, China National Oil & Gas Exploration & Development Company; Чэн ЛИ, CNPC Engineering Technology R&D Company Limited; Цзунфа ЛИН, China National Oil & Gas Exploration & Development Company; Цзэбо ЮАНЬ, PetroChina Tarim Oilfield Company; Ци ЛЮ, CNPC Engineering Technology R&D Company Limited; Чжэнли ЦИНЬ, Колледж нефтегазового дела, Китайский нефтяной университет, Пекин, Китай**

Газовое месторождение Келасу в Таримском бассейне характеризуется сверхглубоким залеганием (6500–8000 м), сверхвысокой температурой (160–190 °C) и сверхвысоким пластовым давлением (110–136 МПа). Устьевое давление в процессе добычи также достигает 80–100 МПа. Проведение внутрискважинных работ без буровой установки является проблематичным из-за высоких рисков, связанных с управлением скважиной. Были опробованы проведение испытаний с использованием проволоки, электрического кабеля, мониторинг при помощи оптоволоконка, однако часто возникали такие проблемы, как обрыв проволоки, потеря сигнала, падение приборов в скважину и т. д.

Для исследования забоев скважин на данном месторождении применяются проволочные технологии, а также приборы, прошедшие существенную оптимизацию. Для снижения трения проволоки и обеспечения безопасности скважины в процессе эксплуатации используется уплотнительное кольцо для закачки смазки, а также сальниковое уплотнение; был разработан специальный стабилизатор для штуцерной трубки, призванный бороться с эксцентрическим износом проволоки и штуцерной трубки; для стабилизации противовыбросового превентора и арматуры в условиях сильных ветров в горной местности используется самонесущий рычаг вместе с 8 анкерными тросами; для предотвращения попадания смазки в окружающую среду используется устройство сбора смазки.

Технология была успешно применена на более чем 70 скважинах газового месторождения Келасу. Проводились такие работы, как испытания на приток, испытания на восстановление давления, оценка интерференции скважин. Максимальная глубина установки манометра достигает 7189 м. Наибольшее

the development of a new methodology, to successfully latch and recover the pipe. The availability of a tools manufacturer inside the country allowed a fast response, it only took 7-days to design, manufacture, and test the tool prototype, thus limiting the time the well remained idle.

### **Field Application of Slickline Fishing Well Intervention Technology in Ultra-Deep HTHP Gas Reservoirs**

**Huifeng LIU, CNPC Engineering Technology R&D Company Limited; Mingming DING, China National Oil & Gas Exploration & Development Company; Cheng LI, CNPC Engineering Technology R&D Company Limited; Zongfa LING, China National Oil & Gas Exploration & Development Company; Zebo YUAN, PetroChina Tarim Oilfield Company; Qi LIU, CNPC Engineering Technology R&D Company Limited; Zhengli QIN, College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum, Beijing, China**

Kelasu gas field in Tarim Basin is characterized by ultra-deep (6500–8000 m), ultra-high temperature (160–19 °C) and ultra-high reservoir pressure (110–136 MPa). The wellhead pressure during production is also as high as 80–100 MPa. Rigless well intervention is always difficult to perform because of the high well control risks. Slickline testing, electric line testing and optical fiber monitoring have all been tried, but problems like breaking of slickline, loss of signal, falling of instruments into well, etc. were encountered.

A slickline fishing technology has been used for bottom hole well surveillance in this area with many optimizations on the instruments. Grease injection sealing assisted by packing sealing is used to reduce friction of slickline and to guarantee well safety during operation; a choke tube stabilization device is invented to deal with the eccentric wearing of slickline and choke tube; self-supporting lever together with 8 anchor ropes are used to stabilize the blowout prevention tube assembly to withstand the high wind in the mountainous area; grease collection device is used to avoid the discharge of grease into the environment.

The technology has been successfully used in more than 70 wells in Kelasu gas field. The interventions include production testing, pressure built up (PBU) testing and well interference test. The maximum setting

устьевого давления при проведении испытаний достигает 90 МПа. Самое длительное время контроля давления составляет до 52 дней. Не было выявлено никаких проблем ни на устье, ни в самой скважине; все необходимые данные были получены. При этом во время проведения работ скважины не глушились, что позволило защитить коллектор. Данная технология применялась для проведения оценки интерференции скважин на блоке Кешен 8. Результаты показали очень хорошую межскважинную связь и возможность увеличения расстояния между скважинами. Программа разработки данного блока была скорректирована соответствующим образом, и оказалось, что ожидаемый дебит был достигнут с количеством скважин на 4 меньше изначально планируемого. Кроме того, была уменьшена глубина забуривания в целевой пласт с 200 до 130 м, при этом получена аналогичная продуктивность скважины.

В настоящее время проволоочная технология измерения забойного давления активно применяется на сверхглубоких скважинах с высокими показателями температуры и давления в форландовом бассейне Куча. Технология зарекомендовала себя в полевых условиях как простая в эксплуатации, менее затратная и обеспечивающая защиту пласта во время проведения работ. Она может быть применена на любом этапе жизненного цикла скважины для оценки динамических данных пласта, введения в эксплуатацию новых скважин и для оптимизации добычи на уже работающих скважинах.

### **История успешного разбуривания газогидратной пробки в сверхглубоководной скважине на шельфе в Индии с использованием гибких насосно-компрессорных труб**

**Анкит МИРАНИ, Радж ЧАНДАК, Сония ТРИПАТИ, Ашнш ШРИВАСТАВ, Вишаль АГГАРВАЛ, Halliburton**

Образование газогидратов на этапе бурения и заканчивания скважины может привести к значительным эксплуатационным расходам в условиях глубоководной среды. В сверхглубокой скважине у восточного побережья Индии с измеренной глубиной в воде 2830 м во время глушения скважины после ее испытания была обнаружена гидратная пробка. Многочисленные попытки извлечь пробку путем циклического нагнетания / сброса давления потерпели неудачу, и в конечном счете пришлось осуществлять разбуривание гидратной пробки с помощью ГНКТ.

На буровой установке была смонтирована подъемная рама для установки ГНКТ, затем была установлена гибкая труба с фрезерной КНБК. КНБК состояла из двигателя со статором одинакового диаметра и фрезеровочного долота Hurricane. В качестве рабочей жидкости был выбран нагретый буровой раствор с содержанием гликоля 6–30%. Концентрация гликоля

depth of the manometer reaches 7189 m. The highest wellhead pressure during testing reaches 90 MPa. Longest pressure survey time comes up to 52 days. No surface or downhole problems have been encountered and all the required data have been acquired. The wells were not killed during the intervention so the reservoir is well protected. Well interference tests were conducted in Keshen 8 block using this technology. The results showed very good interwell connectivity and suggested that well spacing should be enlarged. The development program of this block was adjusted accordingly and it turned out that the expected production rate was achieved with 4 less wells. Besides, the drilling thickness of the target formation was reduced from 200 m to 130 m and the same well productivity was also obtained.

Now the slickline fishing bottom hole pressure survey technology has been extensively used in the ultra-deep HTHP wells in Kuqa Foreland Area. It has been field proven for simple operating, less cost and formation protection. It can be used anytime in the life cycle of a well to evaluate the reservoir dynamic data, to deploy new wells and to optimize the production system of existing wells.

### **Case History of the Successful Milling of a Gas Hydrate Plug in an Ultra Deepwater Well Offshore India Using Coiled Tubing**

**Ankit MIRANI, Raj CHANDAK, Soniya TRIPATHI, Ashish SRIVASTAV, Vishal AGGARWAL, Halliburton**

Gas hydrate formation during the drilling and completion phase can add significant operational costs in a deepwater environment. In an ultra-deepwater well off the east coast of India with a water depth of 2830 mMD, a hydrate plug was discovered during well-killing operations after a well test. Multiple attempts to remove the plug using cyclic pressurization/ depressurization failed, and a Coiled Tubing (CT) intervention was required to mill out the hydrate plug.

A Coiled Tubing Lift Frame (CTLF) was rigged up to accommodate the CT stack inside the derrick then CT was deployed with a milling Bottom-Hole Assembly (BHA). This BHA comprised of an even-

для различных условий по температуре и давлению рассчитывалась на основании данных кривой формирования гидрата метана с использованием уравнения Хаммершмидта. Технический план также включал выбор значения противодействия и температуры флюида на основе имеющихся данных испытаний пласта и скважины.

После начала разбуривания осуществлялось поддержание рабочих параметров для управления скоростью проходки. Поскольку гидратные образования не являются однородными, на протяжении всей операции поддерживалось противодействие для контроля над скоплением газов внутри пробки, а также для предотвращения попадания твердых фракций на поверхность во время разбуривания. Для проведения работ было выбрано «менее агрессивное» долото Hurricane, чтобы не допустить образования крупных элементов твердого гидрата. Выбор статора с равным диаметром обусловлен тем, что он имеет более высокие эксплуатационные пределы и более устойчив к деформации и деградации. Температура закачиваемой и обратной жидкостей находилась под постоянным контролем для обеспечения достаточной тепловой энергии в скважине и предотвращения повторного образования гидратов. Поскольку температура на забое была близка к точке замерзания воды, жидкость непрерывно перекачивалась с минимальной скоростью во время спуска ГНКТ, чтобы поддержать эластомер статора в смазанном и «нагретом» состоянии. 600-метровая гидратная пробка внутри райзера была разбурена менее чем за 24 часа, после чего ГНКТ беспрепятственно прошла до фонтанной арматуры для испытания подводного устья на глубине 2830 м. Была установлена гидродинамическая связь со скважиной, и операция была завершена.

Удаление газогидратных пробок является технически сложной и операционно трудоемкой задачей. Кроме того, по данной теме очень мало литературы и практических примеров. В настоящей работе представлены основные выводы, сделанные на этапах планирования и выполнения операции, которые и стали залогом ее успешного проведения. Она станет своего рода справочным материалом для операторов и сервисных компаний в части планирования, подготовки и реализации аналогичных операций с ГНКТ.

### **Междисциплинарный подход к проведению операций на ГНКТ в боковых стволах скважин протяженностью более 15 000 футов в США**

Ирма Ираис ГАЛЬВАН, Джenezис Ло МАЛЛИАНО-АКИНО, Гарри МАККЛЕЛЛАНД, FET Global Tubing; Джеймс Хит МЯТТ, Росс ХАУЭЛЛ, Gladiator Energy Services

walled stator assembly motor and Hurricane mill bit. Heated brine with 6–30% glycol was the fluid recipe for the job with the glycol concentration at different pressure and temperature conditions calculated based on data derived from the methane hydrate formation curve and Hammerschmidt's equation. The engineering plan also incorporated the backpressure and fluid temperature selection criteria based on available reservoir and well test data.

Milling was started and operating parameters were maintained to achieve a controlled rate of penetration. Since hydrate formation is not homogeneous, backpressure was maintained throughout the job to regulate the expansion of any gas pockets between the plug and prevent solid hydrates from being propelled to the surface during milling. The "less-aggressive" Hurricane mill bit was selected to prevent any large chunks of solid hydrate from getting dislodged from the plug. An even-walled stator was selected as it provides higher operating limits and is more resistant to deformation and degradation. The temperature of pumping and return fluids was constantly monitored to ensure sufficient thermal energy downhole to prevent hydrate re-formation. Since bottom-hole temperatures were close to the freezing point of water, fluid was continuously pumped at a minimum rate during CT trip-in to keep the stator elastomer lubricated and "heated". The 600m hydrate plug inside the riser string was milled-out in less than 24 hours, following which the CT did not encounter any obstructions to the depth of the sub-sea test tree (SSTT) at 2830 mMD. Pressure communication was established with the well and the job was concluded.

Removal of gas hydrate plugs is a technically challenging and operationally complex job. Furthermore, available literature and case histories on this topic are sparse. This paper presents key learnings from both the planning and execution stages which made this challenging job a success. The paper aims to serve as a reference for operators and service companies to plan, develop and execute similar CT well intervention solutions.

### **A Multidisciplinary Method for Tackling CT Ops in Well Laterals Exceeding 15,000 ft in the US**

В стремлении обеспечить предсказуемое и постоянное качество проведения работ в боковых стволах протяженностью более 15 000 футов принимают индивидуальные решения для ГНКТ, которые минимизируют риски, улучшают общую экономику месторождения и постепенно начинают играть ведущую роль в области разработки нетрадиционных сланцевых месторождений.

В этой работе представлен мультидисциплинарный подход к усовершенствованию ключевых показателей эффективности проведения работ в боковых стволах с большим углом отхода от вертикали, который в том числе поспособствовал разработке самой крупной в истории ГНКТ для проведения внутрискважинных работ в сверхпротяженных боковых стволах на месторождениях Северной Америки.

Траектории современных скважин предполагают тщательное планирование операций по разбурированию пробок и промывке скважины после ГРП, для успешного проведения которых требуется ГНКТ большего размера и большее давление закачки. Такое тщательное планирование до начала проведения работ предполагает оценку сил, действующих на трубу, анализ гидравлических характеристик, точное определение местоположения и количества пробок, подбор рабочей жидкости, составление графика, и это не считая подбора оптимальной ГНКТ в части ее параметров и грейда стали. После проведения работ на скважине вся полученная информация и данные анализируются и используются при планировании последующих операций, что позволяет повысить их эффективность и избежать проблем, которые возникали на предыдущих объектах.

Собранные по результатам проведенных работ данные, а также итоги исследований, проведенных для планируемых буровых операций, вылились в итеративный процесс, в результате которого была разработана новая ГНКТ с рекордными параметрами: 2,625 дюйма – внешний диаметр, длина – более 30 00 футов, подобранная на заказ толщина стенок – до 0,276 дюйма, использование высокопрочной закаленной стали, выдерживающей давление до 130 000 psi. Общий вес этой ГНКТ превышает 187 000 фунтов, что ставит новые задачи в части логистики и доставки до места проведения работ.

Анализ также показал необходимость применения вибрационных инструментов и химических добавок для достижения лучшей проходки в боковых стволах. Для размещения рекордно длинной колонны потребовалась самая крупная шасси, доступное на рынке, а также инжекторное оборудование повышенной мощности. Адаптированные под новую колонну ГНКТ методы проведения работ позволили сократить время, требуемое на разбурирование пробки, а также время останова, что позволило уменьшить время проведения операции в целом.

В данной работе показано, как быстро увеличивается

**Irma Irais GALVAN, Genesis Lo MALLANAO-AQUINO, Garry McCLELLAND, FET Global Tubing; James Heath MYATT, Ross HOWELL, Gladiator Energy Services**

With the goal of providing predictable and repeatable performance in extended laterals exceeding 15,000-ft, customized coiled tubing (CT) solutions that minimize risk and improve overall field economics are driving the industry in unconventional shale resources.

This paper documents the multidisciplinary approach taken to improve operational key performance indicators (KPIs) in extended reach operations, which contributed to the engineering of the largest CT ever manufactured to service super laterals well in North America.

The newest well trajectories involve extensive planning for post-frac plug mill-out and clean-out operations which demand bigger CT sizes and greater pumping pressures to efficiently accomplish the work. Ahead of these interventions, careful job planning involves thorough tubing forces, hydraulics analysis, exact location and number of plugs, fluid selection, and scheduling, in addition to an optimized CT string profile and grade. Upon execution of the operations, results of the post-job analysis of metrics and tubing forces collected from multiple wells were used to feed the analysis of subsequent operations to further improve performance and resolve any previous issues.

Field collected data along with surveys for projected well drillouts fed into the iterative string design methodology that produced a record-breaking string profile of 2.625-in outer diameter with over 30,000-ft in length, using custom-fit wall thickness configurations that featured up to 0.276-in thickness and quench-and-temper 130,000-psi grade materials. This CT engineered solution surpassed 187,000-lbs of combined weight, becoming an important milestone for domestic CT interventions logistics.

Analyses have also shown the need for vibration tools and chemical additives to further extend lateral reach. Operational changes to accommodate this record-setting CT string included the use of the largest capacity CT units in the market and high-powered injector equipment.

спрос на колонны ГНКТ большего диаметра и большей длины, соответственно, необходимы постоянные инновации в отрасли. Важно совершенствовать характеристики наземного оборудования, скважинных инструментов, материалов для производства ГНКТ, а также увеличивать количество конфигураций высокотехнических колонн гибких труб, чтобы ставить новые рекорды по проведению внутрискважинных работ в сверхдлинных боковых стволах (Galvan, et.al., 2017).

### **Извлечение пробки с применением экстремальных тяговых усилий и диагностика пласта**

**Пьер ФУШЕ, Schlumberger; Кайл УИГГС, BP; Ананд РАГХАВАН, Schlumberger; Франсиско ГАРСОН, Джаред СПАЙСЕР, BP**

Доступ в скважину зачастую является основным элементом геолого-технических мероприятий в Мексиканском заливе при проведении глубоководных работ. Могут возникать различные сложности, способные поставить под угрозу выполнение всего дорогостоящего проекта и привести к задержке потенциального прироста объема добычи. Поэтому работы тщательно планируются с проработкой всех сценариев, чтобы учесть возможные осложнения и обеспечить наличие необходимого оборудования.

На месторождении Атлантис образование отложений стало затруднять добычу из скважины с двухзонным заканчиванием. Умная система заканчивания включала в себя два гидравлических клапана, которые позволяли управлять притоком из верхней и нижней зоны. Замковое устройство с пробкой, установленное в посадочном нишеле, блокировало приток из нижней зоны в течение более 10 лет. Была разработана программа внутрискважинных работ с целью стимулирования притока в верхней зоне, а также с целью промывки и закачки ингибитора отложений в нижнюю зону. После проведения работ обе зоны будут введены в эксплуатацию, что значительно увеличит дебит скважины.

### **Комплексный подход обеспечивает более высокую эффективность и снижает риски при перфорации пласта в скважинах под давлением при ожидаемом давлении газа в устье скважины 10 500 psi (фунтов на квадратный дюйм)**

**Ализамин ТАГИЕВ, Александр ПИВЕНЬ, Педро Даниэль КОРРЕА, Чарли МакКЛИН, Baker Hughes Incorporated;**

Additionally, tailored operating techniques helped reduce the average rate of penetration through plugs and stall times, consequently, reducing overall job completion times.

As this paper documents the speed at which the demand for larger and longer CT is growing, continuous innovation is needed in the CT industry. Capabilities of surface equipment, downhole tools, CT materials, and highly engineered string configurations, must be pushed ahead of their current specifications to set CT accessibility records in super lateral wells (Galvan, et.al., 2017).

### **Plug Fishing with Extreme Pull Force and In-Situ Diagnostics**

**Pierre FOUCHER, Schlumberger; Kyle WIGGS, BP; Anand RAGHAVAN, Schlumberger; Francisco GARZON, Jared SPICER, BP**

Well access is often a key part of interventions in the Gulf of Mexico for deepwater operations. Multiple challenges can occur and jeopardize an entire costly program and defer potential production gain. Therefore, each intervention is thoroughly planned, and each scenario is reviewed to make sure all the contingencies are anticipated, and the equipment is available if needed.

In the Atlantis field, scale buildup was impairing the production of a dual-zone frac-pack completion. The smart completion integrated two hydraulically controlled valves to control the flow from an upper and lower zone. The lower zone was isolated due to scale, and the upper zone was kept in production. A lock mandrel with a plug set in an AOF nipple had been blocking the lower zone production for more than 10 years. An intervention was designed with the objective to stimulate the upper zone, and clean out and squeeze scale inhibitor in the lower zone. Post-intervention, both zones would be brought back into production to significantly boost well production delivery.

### **Integrated Approach Yields Improved Efficiency and Lower Risk in High-Pressure Live-Well Perforation Intervention With Expected WHP of 10,500 Psi Gas**

**Руфат МАММАДОВ, Нариман ПАШАЕВ, Маариф АЛЛАХВЕРДИЕВ, Акбар АКБАРОВ, Umid Babek Operating Company**

#### *Цели и задачи*

Цель проекта – произвести перфорацию нового интервала скважины в условиях высокого давления за одну СПО. Раствор для вскрытия пласта был замещен более легким раствором, затем для перфорации газового пласта под давлением на глубину 466 футов был спущен перфоратор.

#### *Методы, порядок проведения, технологический процесс*

Для многократного закачивания и выкачивания жидкости в более короткие интервалы в скважине под давлением может использоваться электрический кабель, проволока и ГНКТ. Однако при таком подходе теряются преимущества динамической депрессии в пласте и очистки скважины при перфорации на депрессии. Нами была проведена подготовка ствола скважины к перфорации, раствор для вскрытия пласта CaBr<sub>2</sub> с удельным весом 1,7 был замещен морской водой, соляным раствором KCl с удельным весом 1,13. После подготовки скважины к перфорации с помощью специальной системы подачи оборудования в скважины под давлением и с использованием интеллектуальной КНБК на гибких насосно-компрессорных трубах в скважину было спущено перфорационное оборудование длиной 466 футов. Целевая глубина была достигнута в течение одной СПО, была произведена успешная перфорация желаемого интервала в условиях депрессии.

#### *Результаты, наблюдения, выводы*

Благодаря применению комплексного подхода ко всему проекту его эффективность значительно увеличилась. Использование специальной системы подачи оборудования в скважины под давлением позволяет спускать в скважину и извлекать из нее сборные компоновки практически любой длины. Кроме того, благодаря интеграции этой системы с интеллектуальными КНБК для спуска перфораторов и проведения детонации, использованию скважинных перфораторов, оптимизированных для конкретной породы, и систем работы через НКТ (Thru-Tubing) оператору может быть предложено комплексное решение. В результате применения указанных систем проект выполнен без сбоев и с меньшими операционными рисками, чем те, которыми обычно характеризуются подобные операции.

*Продолжение – в следующем номере журнала «Время колтубинга. Время ГРП».*

**Alizamin TAGHIYEV, Alexander PIVEN, Pedro Daniel CORREA, Charlie McCLEAN, Baker Hughes Incorporated; Rufat MAMMADOV, Nariman PASHAYEV, Maarif ALLAHVERDIYEV, Akbar AKBAROV, Umid BABEK Operating Company**

#### *Objectives/Scope*

The goal for the project was to perforate a new high-pressure interval in live well conditions in one single run. Completion fluid was displaced to a lighter fluid, followed by gun deployment of 466 ft. to perforate a high-pressure gas interval.

#### *Methods, Procedures, Process*

It is understood that electric wireline, slick line and coiled tubing can be used to lubricate shorter intervals multiple times in and out of a well which is live. However, this can remove the advantages of dynamic underbalance and effective underbalanced perforating clean up. Operation was staged to prepare the wellbore for perforating, displacing the completion fluid from 1.7 SG CaBr<sub>2</sub>, to seawater, to 1.13 SG KCl brine. With the well ready for perforating, the use of the advanced live-well deployment system and intelligent coiled tubing BHA a 466 ft long perforating assembly was conveyed to target depth in one run and successfully perforated the interval of interest in an underbalanced condition.

#### *Results, Observations, Conclusions*

The project efficiencies were maximized by taking an integrated approach to the overall project. By utilizing an Advanced Live Well deployment system, virtually any length of assembly can be safely deployed and recovered from a live well. Furthermore, by integrating this system with the Intelligent Coiled Tubing bottom hole assemblies for deployment and detonation, utilizing "rock optimized" perforating guns and Thru-Tubing Intervention systems, a complete solution can be provided for the operator. The application of the systems, resulted in a flawless execution, and a reduction in the operational risks associated with an operation that historically was classed as a high-risk project.

*Continued in the next issue of "Coiled Tubing Times" journal.*

# ПРИМЕНЕНИЕ ИННОВАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ – ЗАЛОГ УСПЕШНОГО РЕЗУЛЬТАТА!

К.Н. АЛЕГИН, главный геолог ООО «ВETERАН»; А.Ю. АВИЛОВ, руководитель направления по ВСП, проект: «Нефтяные оторочки ОНГКМ», ООО «Газпромнефть-Заполярье»



Вот уже на протяжении последних нескольких лет компания ООО «ВETERАН» активно развивает все виды сервисных услуг по всей территории Российской Федерации, продолжает реализовывать актуальные инновационные проекты для увеличения эффективности операций и как конечный результат – увеличение продуктивности скважин.

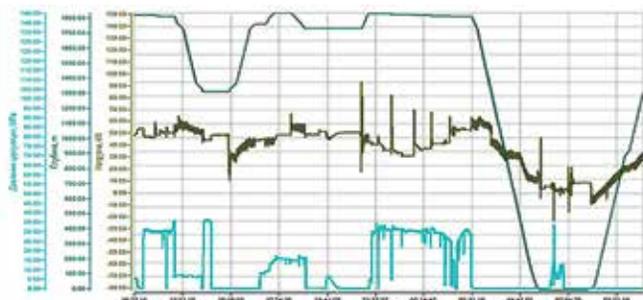
Уже за 9 месяцев 2022 года команда специалистов ООО «ВETERАН» совместно с профильными специалистами компаний Заказчика реализовала несколько инновационных технологических решений эффективного выполнения операций.

Одно из таких технологических решений – проведение работ по созданию Серии Высокопроницаемых Дренажных Каналов в открытом пласте (СВДК).

Данную технологию было решено испытать на скважине Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения (ОНГКМ), вводимой из расконсервации. Создание серии высокопроницаемых дренажных каналов было выбрано не случайно, так как продуктивный пласт представляет собой

карбонатный коллектор Филипповской залежи, который характеризуется низкой пористостью, неоднородностью по пласту, трещиноватостью и высокой вязкостью углеводородов, что в совокупности является причиной низкого коэффициента извлечения нефти (КИН). При обычном методе стимуляции (соляно-кислотная обработка) карбонатного коллектора с данными характеристиками положительного эффекта очень сложно добиться, а порой невозможно, поскольку кислота будет уходить в высокопроницаемые зоны, трещины и тем самым создавать каверны, которые будут негативно влиять на последующие кислотные обработки из-за невозможности увеличить зональный охват участков продуктивного пласта по причине отсутствия положительного давления при закачке кислотных составов.

Использование СВДК позволило создать сеть высокопроницаемых каналов, обширную зону вскрытия по всей протяженности открытого ствола вне зависимости от первоначальной проницаемости за счет гидромониторного эффекта высокоскоростной струи



Данные с СКР при проведении СВДК

специального кислотного состава компании ООО «ВETERАН», выходящей из сопел гидропескоструйного перфоратора при рабочем давлении  $P_{\text{раб.}} = 310$  атм.

Для подготовки и реализации данной технологической операции была проделана огромная работа специалистов как ООО «ВETERАН», так и ООО «Газпромнефть-Заполярье».

Усилие и труд специалистов, принимавших участие в разработке, подготовке и выполнении данной операции, принесли положительные результаты не только в технико-технологическом выполнении данных работ, но и в увеличении дебита нефти по скважине, который был получен с приростом более чем в 230% от первоначально запланированного!

Подготовку и выполнение данной работы оценил Заказчик ООО «Газпромнефть-Заполярье» на подведении итогов работы за 1-е полугодие 2022 года в Тюмени, номинировав ООО «ВETERАН» «ЛИДЕРОМ ИННОВАЦИЙ» по направлению внутрискважинные работы за 1-е полугодие 2022 года.

На сегодняшний день ООО «ВETERАН» – одно из крупнейших нефтесервисных предприятий Оренбургской области, которое стремится всегда стабильно и эффективно вести бизнес в сфере нефтегазовых технологий и сервиса.

К основным видам деятельности компании относятся:

- глушение скважин, приготовление технологических жидкостей на основе сухих солей ( $\text{NaCl}$ ,  $\text{KCl}$ ,  $\text{CaCl}$ ,  $\text{Ca}(\text{NO}_3)_2$ ), а также приготовление блокирующих составов;
- обработка призабойной зоны (ОПЗ) пласта скважин по следующим видам:
  - стандартная ОПЗ с использованием соляной кислоты/глинокислотных составов;
  - МСКО/большеобъемная ОПЗ с использованием соляной кислоты средним объемом  $150 \text{ м}^3$ ;
  - МСКО/большеобъемная ОПЗ с применением протектора фонтанной арматуры;

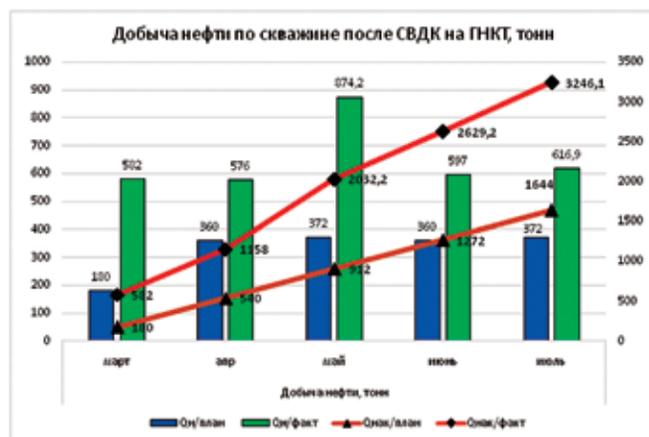


График накопленной добычи

- КГРП на собственном внутрискважинном оборудовании;
- высокотехнологичная ОПЗ с использованием самоотклоняющихся кислотных и потокоотклоняющих составов;
- термопенокислотная ОПЗ с применением комплекса ГНКТ, что позволяет получать термопенокислотную композицию на забое скважины;
- пеноазотнокислотная ОПЗ с применением высокопроизводительного азотного комплекса.

Компания имеет собственное внутрискважинное оборудование для выполнения работ по ОПЗ НКТ, пакерно-якорное оборудование под все типоразмеры э/колонн, фрак-головки, протектор фонтанной арматуры (ПФА), высокотехнологичные насосные установки;

- капитальный ремонт скважин с применением комплекса ГНКТ по всем имеющимся в России технологиям;
- помимо этого, предоставляются услуги по хранению, приготовлению и транспортировке технологических жидкостей и транспортные услуги.

Для поддержания конкурентоспособного уровня, увеличения эффективности операций компания анализирует поставленные задачи Заказчиком для подбора и предложения инновационных технологических решений. Для решения поставленных задач компания имеет все необходимые ресурсы (производственные, интеллектуальные, финансовые). ☺

**ООО «ВETERАН»**  
**461040, Оренбургская обл., г. Бузулук,**  
**ул. Магистральная, 7**  
**Телефон/факс (35342) 7-64-45**  
**E-mail: veteran@veteran.bz**  
**www.veteran.bz**

## Мы изначально шли с импортоопережением *We Initially Went Ahead of Import*

*На вопросы журнала «Время колтюбинга. Время ГРП» отвечает И.В. Лесь, директор ООО «Новые технологии севера». Беседа состоялась в процессе выставки «Нефтегаз-2022».*

*“Coiled Tubing Times” journal is interviewing I.V. Les, director of New Technologies of the North LLC. The conversation took place during the Neftegaz-2022 exhibition.*

*В нефтяной сфере с 2003 года. За плечами годы работы в добыче нефти, сервисе по КРС, ГРП, колтюбингу. Прошел путь от оператора по добыче нефти до директора предприятия.*

*He was working in the oil industry since 2003, spent more than a year of work in oil production, workover, hydraulic fracturing, coiled tubing services. Starting from an oil production operator he went all his way up to become the director of an enterprise.*

**«Время колтюбинга. Время ГРП»: Иван Валериевич, как бы Вы охарактеризовали нынешнюю ситуацию в нефтесервисном сегменте?**

**Иван Лесь:** Сегодня нефтесервис находится как бы в режиме ожидания. Тендеров проводится значительно меньше. Фактически остались только те, без которых совсем обойтись нельзя. Все игроки ждут стабилизации ситуации, прежде всего завершения спецоперации.

**ВК: В условиях беспрецедентных санкций большие надежды возлагаются на импортозамещение. Как Вы оцениваете его перспективы в нефтегазовом сервисе?**

**И.Л.:** В понятие «импортозамещение» вкладывают самые разные смыслы. Кто-то хочет заместить иностранные технологии отечественными, кто-то желает заместить оборудование, создать аналоги машин и инструмента. А кто-то называет импортозамещением перестроение логистических цепочек: ведь по большому счету оборудование можно импортировать не напрямую, а через третьи страны.



**Coiled Tubing Times: Ivan Valerievich, how would you characterize the current situation in the oilfield service segment?**

**Ivan Les:** Today, the oilfield services are sort of on standby. Tenders are held much less. In fact, there are

only those that cannot be completely dispensed with. All players are waiting for the stabilization of the situation, first of all, the completion of the special operation.

**CTT: In the face of unprecedented sanctions, great hopes are pinned on import substitution. How do you assess its prospects in the oil and gas service?**

**I.L.:** The concept of “import substitution” has a variety of meanings. Someone wants to replace foreign technologies with domestic ones, someone wants to replace equipment, create analogues of machines and tools. And someone calls the restructuring of supply chains import substitution: after all, by and large, equipment can be imported not directly, but through third countries.

**ВК: Да, но стоимость при этом значительно повышается.**

**И.Л.:** Цена увеличивается на каждом этапе, плюс НДС на каждую компанию, которая участвует в цепочке...

**ВК: А как себя чувствует в этих условиях ООО «Новые технологии севера»?**

**И.Л.:** Для нашей компании сложившаяся ситуация – в определенной мере благо. У нас появилась возможность проявить себя. Мы стали более заметны, а наши разработки – востребованы. Мы изначально шли с импортозамещающими технологиями, доработанными под условия нефтедобычи в РФ. Например, установка чашечного пакера (Система «ОСА») позволяет провести перфорацию и ГРП в равнопроходном хвостовике в эксплуатационной колонне 102–114 мм. Эта технология – более дешевый и эффективный аналог Plug & Perf. Раньше чашечные пакеры завозились из Канады, а теперь мы их производим в Тюмени. Уже изготовлена матрица, уже отдаем на испытания пробную партию чашечных пакеров.

**ВК: В каких еще импортозамещающих направлениях «Новые технологии севера» намерены преуспеть?**

**И.Л.:** Нас серьезно интересует промысловая химия. В частности, мы создаем микроцементы для тампонажных растворов, применяемых для цементации скважин и ремонтно-изоляционных работ. Раньше подобные продукты с размером частиц менее 15 мкм предлагала компания Halliburton. В настоящее время нами налажено производство микроцементов в Тюмени. Мы представляем заказчику линейку такой продукции. В состав включаются различные усилители – для кислой среды. Наши микроцементы не уступают по качеству импортным.

**ВК: Сколько времени, по Вашему мнению, может понадобиться**



**CTT: Yes, but the cost increases significantly.**

**I.L.:** The price increases at each stage, plus VAT for each company that participates in the chain...

**Установка чашечного пакера (Система «ОСА») позволяет провести перфорацию и ГРП в равнопроходном хвостовике в эксплуатационной колонне 102–114 мм. Эта технология – более дешевый и эффективный аналог Plug & Perf**

**The installation of a cup packer (OSA System) allows perforation and hydraulic fracturing in a straight liner in a 102–114 mm production string. This technology is a cheaper and more efficient analogue of Plug & Perf.**

**CTT: And how does New Technologies of the North LLC feel in these conditions?**

**I.L.:** For our company, the current situation is, to a certain extent, a boon. We have the opportunity to express ourselves. We have become more visible, and our developments are in demand. We initially went with import-substituting technologies, modified for the conditions of oil production in the Russian Federation. For example, the installation of a cup packer (OSA System) allows perforation and hydraulic fracturing in a straight liner in a 102–114 mm production string. This technology is a cheaper and more efficient analogue of Plug & Perf. Cup packers used to be imported from Canada, but now we manufacture them in Tyumen. The matrix has already been made, and we are already giving out a trial batch of cup packers for testing.

**CTT: In what other import-substituting directions does New Technologies of the North intend to succeed?**

**I.L.:** We are seriously interested in field chemistry. In particular, we create microcements for grouting slurries used for well cementing, repair and insulation works. Previously similar products with particle sizes below 15 microns were offered by Halliburton. At present, we have established the production of microcements in Tyumen. We present to the customer a line of such products. The composition includes various amplifiers – for an acidic environment. Our microcements are not inferior in quality to imported ones.

**CTT: How long do you think it will take Russian oilfield services to replace foreign technologies and equipment?**

**I.L.:** It is impossible to replace everything.



**российскому нефтесервису, чтобы заместить иностранные технологии и оборудование?**

**И.Л.:** Всё заместить невозможно.

**ВК: Тем более что на Западе будут появляться новые разработки.**

**И.Л.:** Абсолютно верно. И в этом основная проблема. К тому же у нас не наработана научная база. К примеру, мы знаем всё, что касается наклонно-направленных скважин, но мы практически не имеем базы по горизонтам.

**ВК: В каком смысле – по горизонтам?**

**И.Л.:** По наклонно-направленным скважинам научная база была создана еще в советское время. Предмет глубоко изучен: создано множество возможностей для ремонтно-изоляционных работ, для проведения широкого спектра воздействий, для цементации, для усиления качества разного рода эффектов, для увеличения нефтеотдачи. Всё это было просчитано, описано, и подобной научной базы нет, наверное, нигде в мире. Но в 90-е годы мы пришли к горизонтам, а для них научная база не создана до сих пор. Нам удалось в какой-то степени заместить иностранные технологии, но, чтобы создавать свои собственные, нужна научно обоснованная база. А ее нет. Ученым следовало бы заниматься наукой не для публикаций и диссертаций, а с целью практического изучения недр, потому что КИН в России оставляет желать лучшего, а технологий у нас на вооружении – раз, два, пять – и обчелся. И те либо привезены из-за рубежа, либо скопированы нами у иностранцев. Нужно идти в науку, в эксперименты – за этим перспектива.

**ВК: Особенно если санкционное давление затянется, да?**

**И.Л.:** Если честно, я не верю в то, что мы будем в изоляции очень долго, потому что в нас мир тоже нуждается. С другой стороны, можно переориентироваться и на китайские технологии.

**ВК: Некоторые эксперты считают, что при развитии «зеленой» и водородной энергетики трудноизвлекаемые запасы углеводородов так и останутся неизвлеченными, по крайней мере, в**

**CTT: Moreover, new developments will appear in the Occident.**

**I.L.:** You are absolutely right. And this is the main problem. In addition, we do not have a scientific base. For example, we know everything about directional wells, but we practically do not have a base on horizons.

**Мы создаем микроцементы для тампонажных растворов, применяемых для цементации скважин и ремонтно-изоляционных работ.**

**We create microcements for grouting slurries used for well cementing, repair and insulation works.**

**CTT: On horizons?**

**I.L.:** The scientific base for directional wells was created back in Soviet times. The subject has been deeply studied: Many opportunities have been created for repair

and insulation works, for a wide range of impacts, for cementing, to enhance the quality of various kinds of effects, to increase oil recovery. All this was calculated, described, and there is probably no such scientific base anywhere in the world. But in the 1990s we came to the horizons, and the scientific base for them has not yet been created. We managed to replace foreign technologies to some extent, but in order to create our own, we need a scientifically based base. And there is not. Scientists should be engaged in science. They should not concentrate on publications and dissertations, but on the purpose of practical study of the subsoil, because the oil recovery factor in Russia leaves much to be desired, and the technologies we have in service can be counted on the fingers of one hand. And those are either brought from abroad or copied by us from foreigners. You need to deepen into science, into experiments – this is the perspective.

**CTT: Especially if the sanctions pressure drags on, right?**

**I.L.:** To be honest, I do not believe that we will be in isolation for a very long time, because the world also needs us. On the other hand, you can reorient yourself to Chinese technologies.

**CTT: Some experts believe that with the development of green and hydrogen energy, hard-to-recover hydrocarbon reserves will remain unextracted, at least in the quantities in which they were intended to be**

**тех количествах, в которых их намеревались добывать. Возможна ли ситуация, когда нефтяная отрасль перестанет нуждаться в прогрессивных технологиях?**

**И.Л.:** Мне кажется, что у подобных прогнозов можно различить глубокий политический подтекст. Однако бесспорно, что «зеленые» технологии пока еще не на лидерских позициях, и всего лишь из-за слухов о каких-то перебоях в поставках энергоносителей мировые рынки нефти и газа начинает лихорадить. Достаточно отследить цены на углеводороды в последние месяцы. Лично я верю в устойчивое будущее нефти и газа, а значит, новые технологии обязательно будут востребованы.

**ВК: Ваш прогноз: какие технологии в России будут особенно востребованы в ближайшие годы?**

**И.Л.:** Все технологии, направленные на геолого-технические мероприятия (ГТМ), на ремонт скважин, на увеличение коэффициента извлечения нефти, а также на эффективную ее переработку. Думаю, что сокращение претерпит сегмент бурения.

**ВК: Что бы Вы хотели пожелать коллегам из других нефтесервисных компаний?**

**И.Л.:** Не сдаваться, работать, искать выходы из сложных ситуаций. Мы вот, когда закрылись поставки импортных чашечных пакеров, наладили производство собственных пакеров, вступили в кооперацию с заводами, организовали логистическую цепочку. Россиянам нужно научиться создавать своё. Даже когда изменится внешнеполитическая ситуация, нам нужно иметь отечественные конкурентоспособные продукты во всех отраслях экономики. Без этого, к сожалению, никак.

**ВК: Успехов Вам на этом пути!**

Беседовала Галина Булыка, «Время колтюбинга. Время ГРП»

**В России будут востребованы все технологии, направленные на геолого-технические мероприятия, на ремонт скважин, на увеличение коэффициента извлечения нефти, а также на эффективную ее переработку.**

**All technologies aimed at wellbore intervention, well workover, increase in the oil recovery factor, as well as its efficient processing will be in demand in Russia.**

**produced. Is it possible that the oil industry will no longer need advanced technologies?**

**I.L.:** It seems to me that one can discern a deep political subtext in such forecasts. However, it is indisputable that green technologies are not yet at the forefront, and just because of rumors about some interruptions in the supply of energy carriers, the world oil and gas markets are starting to feverish. It is enough to track the prices of hydrocarbons in recent months. Personally, I believe in a sustainable future for oil and gas, which means that new technologies will definitely be in demand.

**CTT: How does your forecast look like: What technologies will be especially in demand in Russia in the coming years?**

**I.L.:** All technologies aimed at wellbore intervention, well workover, increase in the oil recovery factor, as well as its efficient processing. I think that the drilling segment will undergo a reduction.

**CTT: What would you like to wish your colleagues from other oilfield service companies?**

**I.L.:** Don't give up, work, look for ways out of difficult situations. When the supply of imported cup packers was closed, we set up the production of our own packers, entered into cooperation with factories, and organized a logistics chain. The Russians need to learn how to create their own technologies. Even when the foreign policy situation changes, we need to have competitive domestic products in all sectors of the economy. Without it, unfortunately, you can't compete.

**CTT: Good luck on this path!**

Interviewer – Halina Bulyka, Coiled Tubing Times

# Установка дозирования химреагентов УХР6 для высокорасходного ГРП

Гидроразрыв пласта – одна из самых востребованных технологий, направленных на повышение эффективности добычи углеводородов. За время своего существования она претерпела существенное развитие и сегодня представляет собой сложный технологичный процесс, включающий в том числе приготовление технологической жидкости с использованием широкого перечня химических реагентов для последующей закачки в пласт. Трендом последнего времени стал переход на высокорасходный ГРП с темпами закачки технологической жидкости более 10 м<sup>3</sup>/мин.

Эти две тенденции развития технологии ГРП – высокая скорость закачки технологической жидкости и необходимость в дозированной подаче химических реагентов в приготавливаемую технологическую жидкость в заданной номенклатуре и объемах – потребовали разработки специального оборудования, которое позволило бы эффективно решить поставленную задачу.

Так, в 2022 году Группой ФИД была создана установка УХР6, позволившая успешно решать широкий круг задач. Шестнадцать дозирующих систем на борту установки осуществляют дозированную подачу большого спектра химреагентов в технологическую жидкость в процессе проведения работ по ГРП,



**Рисунок 1 – Установка дозирования химреагентов УХР6**

в том числе высокорасходного.

Установка УХР6 выполнена в транспортном габарите без превышения допустимых нагрузок на оси и представляет собой специальный контейнер, смонтированный на полуприцепе, включающий:

- систему дозирования химреагентов;
- систему отопления;
- электросистему;

- систему управления;
- дизель-генератор;
- осветительную мачту.

Контейнер разделен на два отсека: технологический отсек и отсек оператора.

Технологический отсек имеет распашные двери сзади, с левой и правой стороны для свободного доступа к системе подачи жидких химреагентов и к емкостям.

В технологическом отсеке установлены: система подачи жидких химреагентов, включающая шестнадцать дозирующих линий, четыре емкости объемом 1000 литров каждая, для транспортирования жидких химреагентов с возможностью забора жидкостей дозирочными системами, катушки и рукава для обеспечения подачи жидких химреагентов.

В отсеке оператора расположено рабочее место оператора и система управления, которая осуществляет управление дозированием химреагентов в процессе ГРП.

Система дозирования химреагентов обеспечивает дозированную подачу жидких химреагентов с заданными расходами в технологическую жидкость в процессе проведения работ по ГРП. Диапазон дозирования химреагентов от 0,35 до 150 л/мин. Привод дозирующих насосов электрический, с частотным регулированием. Для контроля подачи жидких химреагентов в линии каждого насоса установлены массовый расходомер и датчик давления. Дозирующие насосы соединены с входной и выходной штуцерными панелями, оборудованными БРС типа CamLock.

Для очистки линий дозирования в УХР6 предусмотрена система промывки, обеспечивающая промывку каждой линии в отдельности технологической жидкостью, находящейся в бортовых емкостях, и которая оснащена системой учета жидкости с возможностью отражения ее уровня в емкостях.

Система отопления



**Рисунок 2 – Установка дозирования химреагентов УХР6**

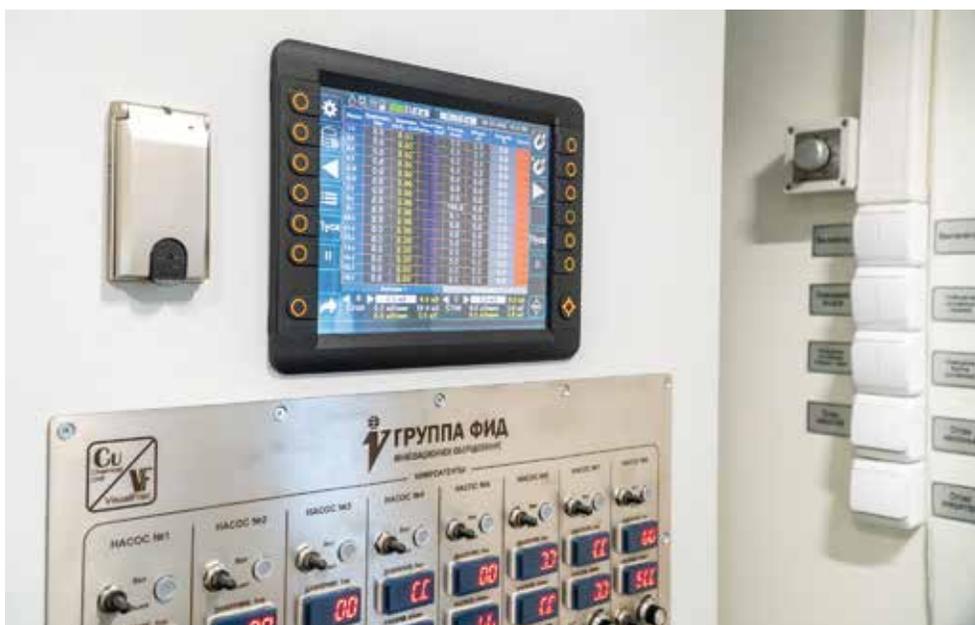
установки УХР6 обеспечивает нагрев воздуха внутри контейнера с помощью автономного воздушного отопителя (для отсека оператора) и с помощью взрывозащищенных нагревателей (для технологического отсека). Система отопления в автоматическом режиме поддерживает температуру в заданном диапазоне и обеспечивает блокировку работы нагревателя в непредвиденной ситуации.

Электропитание установки осуществляется от штатного дизель-генератора или от внешней электросети 380 В. Установка оснащена внутренними и внешними осветительными приборами, системой заземления и системой аварийного глушения дизель-генератора для его незамедлительной остановки.

Система управления установки УХР6 выполнена на базе промышленных программируемых



**Рисунок 3 – Технологический отсек установки УХР6**



**Рисунок 4 – Отсек оператора установки УХР6**

логических контроллеров высокой степени защиты и предназначена для управления процессом дозированной подачи химреагентов как в дистанционном (из станции контроля управления), так и в автономном режиме (с пульта управления/с компьютера установки). Оснащена система управления программным обеспечением собственной разработки.

Система управления обеспечивает управление дозированием химреагентов в процессе ГРП как в автоматическом, так и в ручном режимах. В автоматическом режиме система обеспечивает заданную по программе концентрацию

химических реагентов при переменном расходе рабочей жидкости, задаваемом установкой-потребителем. В ручном режиме оператор может управлять производительностью дозирующих систем с пульта управления установки.

Приведенные выше технические данные установки УХР6 не являются жестко регламентированными и могут быть изменены и/или дополнены по требованию потенциальных потребителей.

Основные технические особенности установок:

- по желанию заказчика изготовление на базе полуприцепа, шасси или в блочном исполнении;
- система автоматического или ручного управления дозированием химреагентов;
- возможность дистанционного управления установкой;
- нагреватели технологического отсека установки во взрывозащищенном исполнении;
- массовые расходомеры оснащены измерительной трубкой из нержавеющей стали. При использовании кислотосодержащих химреагентов применяются расходомеры

- с измерительными трубками из титана и тантала;
- установка любых типов дозирующих насосов по согласованию с заказчиком;
- шланги для подачи жидких реагентов в химически стойком исполнении.

Применение специализированной установки дозирования химреагентов УХР6 в процессе проведения высокорасходных ГРП обеспечивает потребителю быстрое и точное дозирование широкого диапазона химии в соответствии с заданной технологией наряду с высокой надежностью в эксплуатации и простотой в обслуживании данного оборудования. ☉



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



---

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

---

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

# ООО «СТАР ТЬЮБИНГ» – НАМ 1 ГОД!

ООО «СТАР ТЬЮБИНГ» – это новое перспективное отечественное производство гибких насосно-компрессорных труб.

В сентябре этого года мы отметили первую годовщину нашего предприятия. Стоит сказать, что этот год был для нас плодотворным, было решено множество непростых задач. Мы с гордостью можем утверждать, что наша ГНКТ нашла своего потребителя.

Отметим положительную динамику развития ключевых компетенций компании, на которых построено предприятие, как определяющих его организацию, его деятельность, достигнутые нами результаты.

За прошедший год внедрена сертифицированная система менеджмента качества нашей компании, которая нацелена на неизменно высокие параметры выпускаемой продукции. Разработка и применение в компании «СТАР ТЬЮБИНГ» системы менеджмента качества, соответствующей требованиям ГОСТ Р ИСО 9001-2015, спецификации API Q1, СТО Газпром 9001, является стратегическим решением руководства.

Мы работаем с лучшим сырьем и проверенными материалами, доступными на мировом рынке. Одно из приоритетных направлений развития нашей компании – совместная работа с российскими металлургами по получению отечественной



стали, способной на равных конкурировать с металлом импортного производства.

Наше оборудование позволяет удовлетворить потребности заказчиков в ГНКТ диаметром от 25,4 мм до 73,0 мм, с толщиной стенки от 2,0 мм до 6,3 мм, групп прочности от СТ-70 до СТ-110.

Предприятие оснащено современной автоматизированной линией по производству ГНКТ, оборудованием для контроля и испытаний труб.

Огромное внимание наша компания уделяет повышению квалификации сотрудников. Проводится непрерывное обучение, повышение и развитие профессиональных навыков и компетенций персонала.

Своевременное выполнение регламентных работ по обслуживанию технологического оборудования и инструмента, периодическая валидация особо ответственных процессов гарантируют стабильность технологических режимов. В системе менеджмента качества организации применен процессный подход, который включает цикл «планируй – делай – проверяй – действуй» (PDCA) и риск-ориентированное мышление. Процессный подход позволяет организации планировать свои операции и их взаимодействие, дает возможность сформировать управляемые условия в производстве продукции.

Производственная площадка нашей компании расположена на территории Ставропольского индустриального парка СКИП «Мастер» – это оптимальное место для размещения современных производств.



Одно из ключевых преимуществ нашей компании – удобная локация с точки зрения логистической составляющей. Наличие на площадке железной дороги позволяет оперативно отправлять нашу продукцию потребителям/покупателям.

Сегодня наши гибкие насосно-компрессорные трубы задействованы в разных регионах России: Юг России, ЯНАО, ХМАО, Республика Коми, Красноярский край.

Ряд компаний уже заключили долгосрочные договоры со «СТАР ТЬЮБИНГ». Мы ценим и стараемся оправдать доверие, которое оказали нам заказчики, всегда открыты для новых партнеров.

Мы понимаем, что впереди нас ждет большая работа, нацеленная на полное удовлетворение требований и ожиданий потребителей. ©



# Исследование процесса ингибирования кислотной коррозии стали гибких труб

## Study of the Process of Inhibition of Acid Corrosion of Steel Coiled Tubing

Л.А. МАГАДОВА, Л.Ф. ДАВЛЕТШИНА, К.А. ПОТЕШКИНА, В.Д. КОТЕХОВА, А.Н. ГАЛКИНА, Д.Н. КЛИМОВ,  
РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина

L.A. MAGADOVA, L.F. DAVLETSHINA, K.A. POTESHKINA, V.D. KOTEKHOVA, A.N. GALKINA, D.N. KLIMOV,  
National University of Oil and Gas "Gubkin University"

В качестве технологических жидкостей для кислотных обработок пласта (КО) используются различные кислоты (соляная, сульфаминовая, азотная, уксусная и др.) [1], которые негативно влияют на металлическое оборудование, в том числе и на гибкие насосно-компрессорные трубы (ГНКТ). Известно, что гибкие трубы (ГТ) менее подвержены коррозии, чем традиционные насосно-компрессорные трубы [2].

Защитить колонну гибких труб от коррозии можно путем применения различных ингибирующих композиций. Современная классификация включает большое количество видов ингибиторов коррозии, которые подразделяются по характеру защитного действия, химической природе реагентов, агрегатному состоянию, условиям применения. Таким образом, ингибиторы коррозии могут быть органическими и неорганическими; жидкими, твердыми, летучими; анодного и катодного действия; а также применяться для нейтральных, щелочных или кислотных сред. Для ингибирования кислотной коррозии в нефтедобывающей промышленности в основном применяются органические соединения с гетероатомом, который взаимодействует с активным центром металла, и углеводородными радикалами, образующими экранирующий (адсорбционный) слой. Особо выделяются соли аминов и карбоновых кислот, соли четвертичного аммония, бетаины; амидоамины и имидазолины; многоатомные и этоксилированные амины/амидоамины; амиды [3].

На кафедре технологии химических веществ для нефтяной и газовой промышленности Российского государственного университета нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина были проведены работы по исследованию ингибирования процесса кислотной коррозии стали гибких труб. В качестве образцов металла

Various acids (hydrochloric, sulfamic, nitric, acetic, etc.) [1] are used as process fluids for acid treatment of the reservoir (AT), which negatively affect metal equipment, including coiled tubing (CT). It is known that coiled tubing (CT) is less susceptible to corrosion than traditional tubing [2].

It is possible to protect a coiled tubing string from corrosion by using various inhibiting compositions. The modern classification includes a large number of types of corrosion inhibitors, which are subdivided according to the nature of the protective action, the chemical nature of the reagents, the state of aggregation, and the conditions of use. Thus, corrosion inhibitors can be organic and inorganic; liquid, solid, volatile; anodic and cathodic; and can also be used for neutral, alkaline or acid media. To inhibit acid corrosion in the oil industry, organic compounds with a heteroatom, which interacts with the active center of the metal, and hydrocarbon radicals, which form a screening (adsorption) layer, are mainly used. Salts of amines and carboxylic acids, quaternary ammonium salts, betaines; amidoamines and imidazolines; polyhydric and ethoxylated amines/amidoamines; amides stand out in particular [3].

At the Department of Technology of Chemicals for National University of Oil and Gas "Gubkin University" studies have been carried out on the inhibition of the process of acid corrosion of steel coiled tubing. As metal samples for corrosion experiments, we used metal coupons made of steel grade St3, selected on the basis of GOST R 9905-2007, and two samples of coiled tubing: CT-1 and CT-2, in similar sizes. The main chemical composition of metal samples is presented in Table 1.

Chemically pure hydrochloric and sulfamic acids were used as aggressive media at a concentration of 5%, 10%, and 15% wt.

Based on the technical provisions and guidelines of companies operating in the oil and gas industry, it

для проведения коррозионных экспериментов использовались металлические купоны из стали марки Ст3, выбранные на основании ГОСТ Р 9905-2007, и два образца гибких насосно-компрессорных труб: ГТ-1 и ГТ-2 аналогичных размеров.

Основной химический состав металлических образцов представлен в табл. 1.

В качестве агрессивных сред использовались химически чистые (х. ч.) соляная и сульфаминовая кислоты в концентрации 5%, 10% и 15% мас.

Исходя из технических положений и методических указаний компаний, работающих в сфере нефтегазодобывающей промышленности,

известно, что для оценки эффективности ингибиторов в кислых средах необходимо определение скорости коррозии стали по гравиметрической методике при стандартных статических условиях в течение 24 часов [1].

Скорость коррозии определяется по формуле (1):

$$V = (m_1 - m_2) / (S \cdot t), \quad (1)$$

где  $V$  – скорость коррозии,  $г/(м^2 \cdot ч)$ ;  $m_1, m_2$  – масса стального образца до и после коррозионных испытаний,  $г$ ;  $S$  – площадь стального образца,  $τ$  – время исследования,  $ч$ .

В таблице 2 представлены полученные результаты по исследованию скорости коррозии стальных образцов в соляной и сульфаминовой кислотах в течение 24 часов.

Из представленных данных по скорости коррозии стали Ст3 можно отметить, что сульфаминовая кислота менее агрессивна по сравнению с соляной кислотой. Однако на образцах ГТ разных марок такой тенденции не наблюдается, скорость коррозии в сульфаминовой кислоте в несколько раз выше, чем в соляной. В таких условиях вопрос применения ингибиторов кислотной коррозии становится еще более актуальным.

В качестве ингибиторов были взяты Инвол-2А (ИК-1) для соляной кислоты и Инвол-2Б (ИК-2) для

**Таблица 1 – Химические элементы, входящие основу стальных купонов**

**Table 1 – Chemical elements included in the basis of steel coupons**

Основные химические элементы, % мас. Basic chemical elements, % wt.						
	C	Mn	Si	S	P	Cr
Ст3/Ст3	0,14–0,22	0,4–0,65	0,05–0,17	<0,05	<0,04	<0,3
ГТ-1/СТ-1	0,14	0,78	0,32	0,0013	0,0013	–
ГТ-2/СТ-2	0,06	0,76	0,25	0,0007	0,006	0,57

is known that in order to evaluate the effectiveness of inhibitors in acidic environments, it is necessary to determine the corrosion rate of steel by the gravimetric method under standard static conditions for 24 hours [1].

The corrosion rate is determined by formula (1):

$$V = (m_1 - m_2) / (S \cdot t), \quad (1)$$

where  $V$  is corrosion rate,  $г/(м^2 \cdot ч)$ ;  $m_1, m_2$  is mass of steel sample before and after corrosion tests,  $г$ ;  $S$  is the

**Таблица 2 – Скорость коррозии стальных образцов в кислотных средах (х. ч.) ( $τ = 24 ч.$ ,  $v = 0 м/с$ ,  $τ = 20 ± 2 °C$ )**

**Table 2 – Corrosion rate of steel samples in acidic environments (chemically pure) ( $τ = 24 hours$ ,  $v = 0 m/s$ ,  $τ = 20 ± 2 °C$ )**

	Скорость коррозии, $г/(м^2 \cdot ч)$ / Corrosion rate, $г/(м^2 \cdot h)$					
	Соляная кислота + 0,5% мас. ИК-1 / Hydrochloric acid			Сульфаминовая кислота + 0,4% мас. ИК-2 / Sulfamic acid		
	5% мас.	10% мас.	15% мас.	5% мас.	10% мас.	15% мас.
Ст3/Ст3	0,57	3,15	7,28	1,94	2,79	3,75
ГТ-1/ СТ-1	0,10	0,48	1,60	11,44	24,08	25,54
ГТ-2/ СТ-2	0,21	0,45	0,77	10,22	20,86	23,98

area of the steel sample,  $t$  is the examination time,  $h$ .

Table 2 presents the results obtained from the study of the corrosion rate of steel samples in hydrochloric and sulfamic acids for 24 hours.

From the presented data on the corrosion rate of steel St3, it can be noted that sulfamic acid is less aggressive than hydrochloric acid. However, this trend is not observed on CT samples of different grades; the corrosion rate in sulfamic acid is several times higher than in hydrochloric acid. Under such conditions, the issue of using acid corrosion inhibitors becomes even more relevant.

As inhibitors, Invol-2A (ИК-1) for hydrochloric acid and Invol-2B (ИК-2) for sulfamic acid were taken at concentrations of 0.5% wt and 0.4% wt. respectively [4]. These concentrations of corrosion inhibitors were selected for steel St3, and, as can be seen from the results presented in Table 3, they reduce the corrosion rate of coiled tubing samples to the maximum allowable value ( $0.2 г/(м^2 \cdot h)$ ).

сульфаминовой кислоты в концентрациях 0,5% мас. и 0,4% мас. соответственно [4]. Данные концентрации ингибиторов коррозии были подобраны для стали Ст3, и, как видно из результатов, представленных в табл. 3, снижают скорость коррозии образцов гибких насосно-компрессорных труб до предельно допустимого значения (0,2 г/(м<sup>2</sup>·ч)).

Известно [3], что механизм ингибирования заключается в образовании защитных адсорбционных слоев, которые препятствуют взаимодействию агрессивной среды с поверхностью металла и, как следствие, его разрушению. Поэтому дальнейшие исследования были направлены на более подробное изучение процессов ингибирования кислотной коррозии и адсорбции ингибитора с течением времени.

На первом этапе изучалось изменение скорости коррозии во времени. На рисунке 1 представлены результаты скорости коррозии стальных образцов при их исследовании в 5,10 и 15% мас. ингибированной соляной кислоте в течение 3, 6, 18 и 24 часов.

Исходя из данных рис. 1 видно, что для стали Ст3 наиболее ярко выражено влияние концентрации кислоты на скорость коррозии (рис. 1а). При использовании гибких насосно-компрессорных труб (рис. 1б, в) видно, что скорости коррозии значительно ниже и уже через 6 часов исследования для всех концентраций соляной кислоты становятся близкими по значению. Для образца трубы ГТ-2 в период от 18 до 24 часов происходит некоторое увеличение скорости коррозии, однако значения удовлетворяют предъявляемым требованиям 0,2 г/(м<sup>2</sup>·ч).

На рисунке 2 представлены данные по скорости коррозии стальных образцов при их исследовании в ингибированной сульфаминовой кислоте в течение 3, 6, 18, и 24 часов.

Исходя из представленных на рис. 2 результатов, можно отметить, что сталь Ст3 и образец

**Таблица 3 – Скорость коррозии стальных образцов в ингибированных кислотных средах ( $\tau = 24$  ч.,  $v = 0$  м/с,  $t = 20 \pm 2$  °С)**

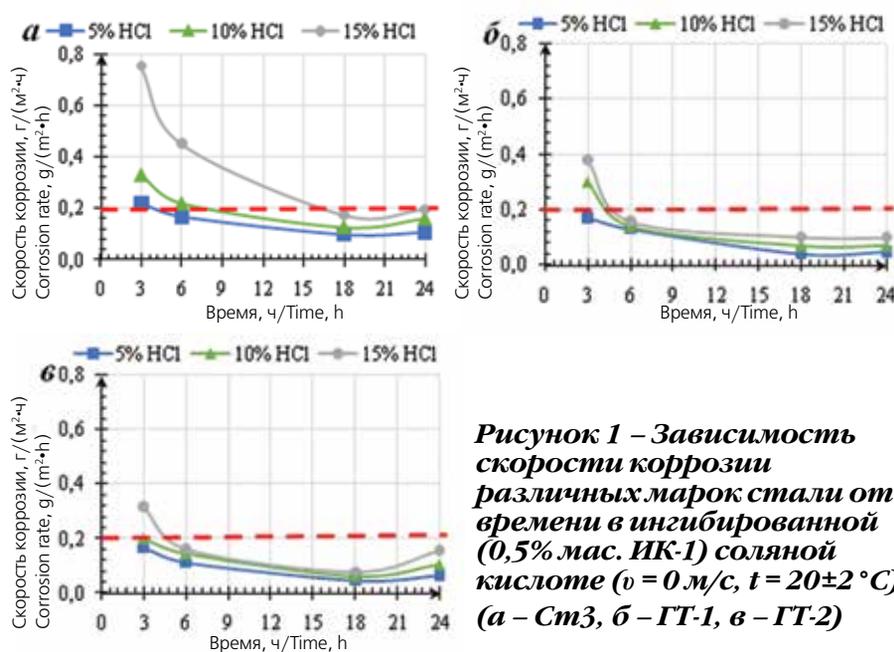
**Table 3 – Corrosion rate of steel samples in inhibited acidic environments ( $\tau = 24$  hours,  $v = 0$  m/s,  $t = 20 \pm 2$  °C)**

	Скорость коррозии, г/(м <sup>2</sup> ·ч)/Corrosion rate, g/(m <sup>2</sup> ·h)					
	Соляная кислота + 0,5% мас. ИК-1 Hydrochloric acid + 0,5% wt. IK-1			Сульфаминовая кислота + 0,4% мас. ИК-2 Sulfamic acid + 0,4% wt. IK-2		
	5% мас.	10% мас.	15% мас.	5% мас.	10% мас.	15% мас.
Ст3/St3	0,10	0,16	0,20	0,16	0,14	0,16
ГТ-1/CT-1	0,05	0,07	0,10	0,20	0,11	0,10
ГТ-2/CT-2	0,06	0,10	0,16	0,16	0,15	0,09

It is known [3] that the inhibition mechanism consists in the formation of protective adsorption layers that prevent the interaction of an aggressive medium with the metal surface and, as a result, its destruction. Therefore, further studies were aimed at a more detailed study of the processes of acid corrosion inhibition and inhibitor adsorption over time.

At the first stage, the change in the corrosion rate with time was studied. Figure 1 shows the results of the corrosion rate of steel samples in their study at 5,10 and 15% wt. inhibited hydrochloric acid for 3, 6, 18 and 24 hours.

Based on the data in Figure 1, it can be seen that for steel St3, the effect of acid concentration on the corrosion rate is most pronounced (Fig. 1a). When using coiled tubing (Fig. 1b, в), it can be seen that the



**Рисунок 1 – Зависимость скорости коррозии различных марок стали от времени в ингибированной (0,5% мас. ИК-1) соляной кислоте ( $v = 0$  м/с,  $t = 20 \pm 2$  °С) (а – Ст3, б – ГТ-1, в – ГТ-2)**

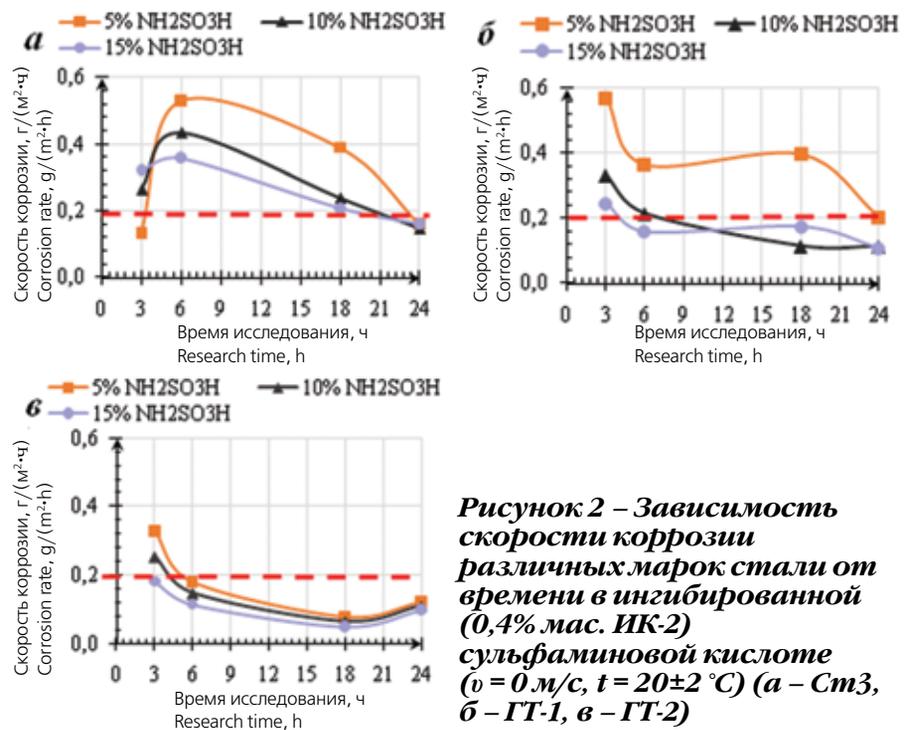
**Figure 1 – Dependence of the corrosion rate of various steel grades on time in inhibited (0.5% wt. IK-1) hydrochloric acid ( $v = 0$  m/s,  $t = 20 \pm 2$  °C) (a – St3, b – CT-1, c – CT-2)**

ГТ-1 показывают наименьшую устойчивость при их исследовании в ингибированной сульфаминовой кислоте (рис. 2) по сравнению с ингибированной соляной кислотой (рис. 1). Для стали Ст3 предельно допустимые значения скорости коррозии достигаются только через 24 часа во всех концентрациях кислоты. При исследовании ГТ-1 в 5% мас. ингибированной сульфаминовой кислоте значения скорости коррозии наиболее высокие, при повышении концентрации кислоты скорость коррозии заметно снижается (рис. 2б). При исследовании образца ГТ-2 как в случае с ингибированной соляной кислотой (рис. 1в), так и ингибированной сульфаминовой кислотой (рис. 2в) происходит плавное снижение скорости коррозии независимо от концентрации кислот.

По результатам гравиметрических испытаний можно сделать вывод о различном коррозионном поведении исследуемых образцов. Труба ГТ-2 была более устойчивая к коррозионным процессам как в соляной, так и в сульфаминовой кислоте. Вероятно, такая устойчивость связана с химическим составом трубы (табл. 1). Считается, что именно наличие хрома в составе сплава, который в процессе коррозии образует устойчивую защитную пленку на поверхности стали, способствует дополнительной защите трубы от разрушения.

На втором этапе проводилась косвенная оценка адсорбции ингибитора коррозии на поверхности сталей. Для исследований были взяты образцы с менее устойчивыми металлами: Ст3 и ГТ-1.

Ингибиторы коррозии в основном представляют собой поверхностно-активные вещества (ПАВ) [5]. Одним из важнейших свойств ПАВ является их способность концентрироваться на границе раздела фаз. В процессе взаимодействия кислотного состава с поверхностью металла молекулы поверхностно-активного ингибитора будут адсорбироваться на нем, таким образом, их концентрация в растворе должна снижаться. Это снижение можно определить по изменению значений межфазного натяжения кислотных растворов на границе с углеводородом до и после проведения коррозионных испытаний (формула 2). Исследования проводились на приборе для анализа контура капли Dataphysics OCA 15 Plus. Межфазное натяжение определялось на границе с н-октаном, как с наиболее инертной системой [6].



**Figure 2 – Dependence of the corrosion rate of various steel grades on time in inhibited (0.4% wt. IK-2) sulfamic acid ( $v = 0 \text{ m/s}$ ,  $t = 20 \pm 2 \text{ }^\circ\text{C}$ ) (a – Ст3, б – ГТ-1, в – ГТ-2)**

corrosion rates are much lower and after 6 hours of research for all concentrations of hydrochloric acid they become close in value. For the CT-2 tubing sample, in the period from 18 to 24 hours, there is a slight increase in the corrosion rate, however, the values meet the requirements of  $0.2 \text{ g}/(\text{m}^2 \text{ h})$ .

Figure 2 presents data on the corrosion rate of steel samples when they were studied in inhibited sulfamic acid for 3, 6, 18, and 24 hours.

Based on the results presented in Figure 2, it can be noted that St3 steel and CT-1 sample show the least resistance when they are studied in inhibited sulfamic acid (Figure 2), compared with inhibited hydrochloric acid (Figure 1). For steel St3, the maximum permissible values of the corrosion rate are reached only after 24 hours in all acid concentrations. In the study of CT-1 in 5% wt. inhibited sulfamic acid, the corrosion rate values are the highest, with an increase in the acid concentration, the corrosion rate noticeably decreases (Figure 2b). When examining a CT-2 sample, both in the case of inhibited hydrochloric acid (Figure 1c) and inhibited sulfamic acid (Figure 2в), a gradual decrease in the corrosion rate occurs, regardless of the concentration of acids.

According to the results of gravimetric tests, it can be concluded that the studied samples have different corrosion behavior. The CT-2 tubing was more resistant to corrosion processes in both hydrochloric and sulfamic acids. Probably, such resistance is related to the chemical composition of the coiled tubing (Table 1). It is believed that it is the presence of chromium in the composition of the alloy, which

$$\Delta\sigma = \sigma_2 - \sigma_1, \quad (2)$$

где  $\Delta\sigma$  – изменение межфазного натяжения, мН/м;  $\sigma_1, \sigma_2$  – межфазное натяжение кислотных составов до и после проведения коррозионных испытаний соответственно, мН/м.

На рисунке 3 представлены результаты по исследованию изменения значений межфазного натяжения кислотных составов на основе ингибированной соляной кислоты.

Представленный на рис. 3 рост изменения межфазного натяжения во времени подтверждает предположение о снижении концентрации молекул ингибитора в растворе за счет адсорбции их на поверхности металла [5]. В процессе исследования исходных растворов ингибированной соляной кислоты было выявлено, что активность ингибитора ИК-1 снижается с ростом концентрации соляной кислоты от 5 до 15%, что можно объяснить отрицательным влиянием соляной кислоты на поверхностную активность молекул ПАВ [7].

Следует отметить, что, согласно представленным данным (рис. 3), при использовании стали Ст3 происходит большее изменение значений межфазного натяжения, что говорит о большей адсорбции ингибитора на поверхности стали Ст3 чем на образце ГТ-1. Однако значения скорости коррозии ГТ (рис. 16) ниже, что связано с устойчивостью металла гибкой трубы в х. ч. соляной кислоте (табл. 2).

На рисунке 4 представлены результаты по исследованию изменения значений межфазного натяжения кислотных составов на основе ингибированной сульфаминовой кислоты.

Результаты, представленные на рис. 4, также позволяют подтвердить предположение о снижении концентрации молекул ингибитора в растворе за счет адсорбции их на поверхности металла. Согласно данным рис. 4, адсорбция ингибитора коррозии ИК-2 в сульфаминовой кислоте ниже, чем ИК-1 в соляной кислоте (рис. 3).

В результате можно сделать вывод о том, что снижение изменения значений межфазного натяжения при увеличении концентрации сульфаминовой кислоты от 5 до 15% мас. может объясняться не только уменьшением адсорбции ингибитора, но и способностью самой кислоты активизировать ПАВ за счет своей структуры [8].

Таким образом, было показано, как происходят процессы ингибирования кислотной коррозии и адсорбции ингибитора в статических условиях с течением времени, сделаны выводы о различной устойчивости исследуемых металлических образцов.

forms a stable protective film on the steel surface during corrosion, which contributes to additional protection from destruction.

At the second stage, an indirect assessment of the adsorption of the corrosion inhibitor on the steel surface was carried out. For research, samples were taken with less stable metals: St3 and CT-1.

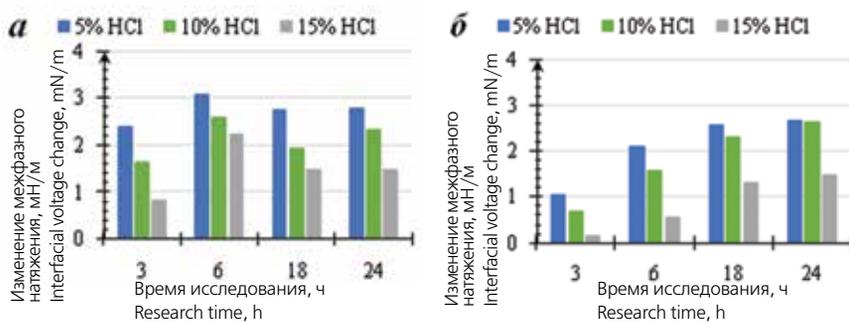
Corrosion inhibitors are mainly surfactants [5]. One of the most important properties of surfactants is their ability to concentrate at the interface. During the interaction of the acid composition with the surface of the metal, the molecules of the surface-active inhibitor will be adsorbed on it, and thus their concentration in the solution should decrease. This decrease can be determined from the change in the values of the interfacial tension of acid solutions at the boundary with the hydrocarbon before and after corrosion testing (formula 2). The studies were carried out on a Dataphysics OCA 15 Plus drop contour analyzer. The interfacial tension was determined at the interface with n-octane, as with the most inert system [6].

$$\Delta\sigma = \sigma_2 - \sigma_1, \quad (2)$$

where  $\Delta\sigma$  – change in interfacial tension, mN/m;  $\sigma_1, \sigma_2$  – interfacial tension of acid compositions before and after corrosion testing, respectively, mN/m.

Figure 3 shows the results of the study of changes in the values of interfacial tension of acid compositions based on inhibited hydrochloric acid.

The increase in the change in interfacial tension with time, shown in Figure 3, confirms the assumption that the concentration of inhibitor molecules in solution decreases due to their adsorption on the metal surface [5]. During the study of the initial solutions of inhibited hydrochloric acid, it was found that the activity of the IK-1 inhibitor decreases with an increase in the concentration of hydrochloric acid from 5 to 15%, which can be explained by the negative effect of hydrochloric acid on the surface activity of surfactant molecules [7].



**Рисунок 3 – Зависимость изменения межфазного натяжения в ингибированной соляной кислоте от времени (0,5% мас. ИК-1) (а – Ст3, б – ГТ-1)**

**Figure 3 – Dependence of the change in interfacial tension in inhibited hydrochloric acid on time (0.5% wt. IK-1) (a – St3, b – CT-1)**

Однако в процессе проведения кислотных обработок технологические жидкости взаимодействуют с поверхностью металла в динамических условиях в течение более короткого промежутка времени. Поэтому дальнейшие исследования были направлены на изучение влияния скорости потока агрессивной среды на скорость коррозии. Эксперименты выполнялись на установке «Переносная лаборатория по оценке эффективности ингибиторов коррозии». Время исследований было ограничено до 2 часов.

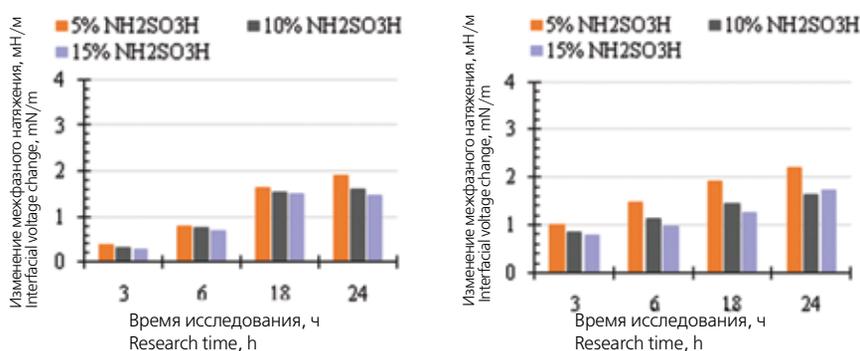
На рисунках 5, 6 представлено исследование коррозионных процессов в ингибированных соляной и сульфаминовой кислотах через 2 часа исследования.

Исходя из представленных результатов видно, что увеличение скорости потока среды от 0 м/с до 1 м/с приводит к повышению скорости коррозии во всех концентрациях соляной кислоты, что, возможно, обусловлено более активной десорбцией ингибитора, а также диффузией ионов водорода к поверхности металла при движении потока среды. Сравнение коррозионных разрушений стальных образцов в среде соляной кислоты (рис. 5) позволяет отметить: ГТ-1 показывает меньшие значения скорости коррозии, что говорит о большей устойчивости образца к разрушению в динамических условиях.

По результатам, представленным на рис. 6, можно также отметить повышение коррозионного разрушения с увеличением скорости потока среды как для Ст3, так и для ГТ-1. Однако изменение скорости коррозии в ингибированной сульфаминовой кислоте (рис. 6) намного выше, чем в ингибированной соляной кислоте (рис. 5).

Полученные данные скорости коррозии в динамических условиях показывают, что представленные образцы ГТ являются коррозионно-устойчивыми только в технологических жидкостях на основе соляной кислоты как в динамических, так и в статических условиях.

В результате проведенных исследований можно сделать выводы о необходимости комплексного исследования процесса коррозии и его ингибирования для



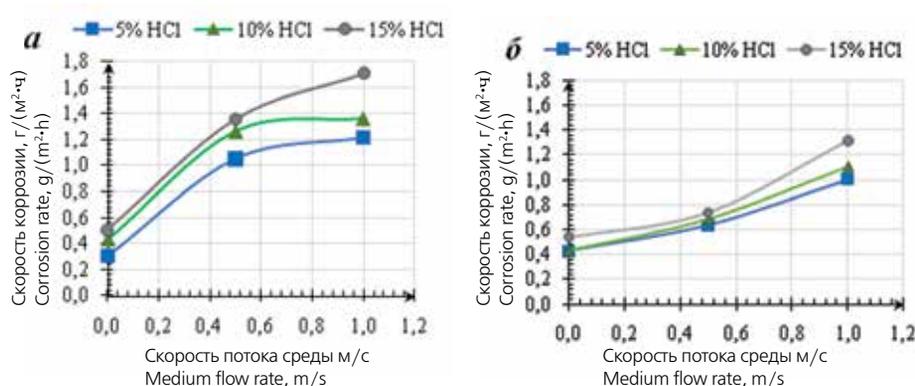
**Рисунок 4 – Зависимость изменения межфазного натяжения в ингибированной сульфаминовой кислоте от времени (0,4% мас. ИК-2) (а – Ст3, б – ГТ-1)**

**Figure 4 – The dependence of the change in interfacial tension in inhibited sulfamic acid from time to time (0.4% wt. IK-2) (a – St3, b – CT-1)**

It should be noted that according to the presented data (Figure 3), when using St3 steel, there is a greater change in the values of interfacial tension, which indicates a greater adsorption of the inhibitor on the surface of St3 steel than on the CT-1 sample. However, the CT corrosion rates (Fig. 1b) are lower, which is associated with the resistance of the coiled tubing metal in chemically pure hydrochloric acid (table 2).

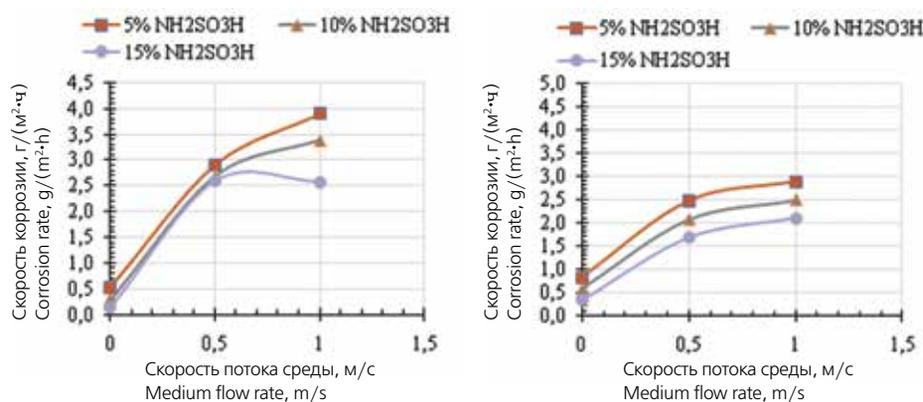
Figure 4 shows the results of the study of changes in the values of interfacial tension of acid compositions based on inhibited sulfamic acid.

The results presented in Figure 4 also confirm the assumption that the concentration of inhibitor molecules in solution decreases due to their adsorption on the metal surface. According to Figure 4, the adsorption of corrosion inhibitor IK-2 in sulfamic acid is lower than that of IK-1 in hydrochloric acid (Figure 3). As a result, we can conclude that the decrease in the change in the values of interfacial tension with an increase in the concentration of



**Рисунок 5 – Зависимость скорости коррозии стали от скорости потока среды в ингибированной соляной кислоте (0,5% мас. ИК-1) (а – Ст3, б – ГТ-1) ( $\tau = 2$  ч,  $t = 20 \pm 2$  °C)**

**Figure 5 – Dependence of the steel corrosion rate on the flow rate of the medium in inhibited hydrochloric acid (0.5% wt. IK-1) (a – St3, b – CT-1) ( $\tau = 2$  hours,  $t = 20 \pm 2$  °C)**



**Рисунок 6 – Зависимость скорости коррозии стали от скорости потока среды в ингибированной сульфаминовой кислоте (0,4% мас. ИК-2) (а – Ст3, б – ГТ-1) ( $\tau = 2$  ч,  $t = 20 \pm 2$  °С)**  
**Figure 6 – Dependence of the steel corrosion rate on the medium flow rate in inhibited sulfamic acid (0.4% wt. IK-2) (a – St3, b – GT-1) ( $\tau = 2$  hours,  $t = 20 \pm 2$  °C)**

металлических конструкций, эксплуатируемых в нефтегазодобывающей отрасли. Следует оценивать влияние химических элементов, входящих в состав металла, а также учитывать особенности протекания коррозии металла в различных кислотных составах в статических и динамических условиях. ☉

**ЛИТЕРАТУРА/REFERENCES**

1. Силин М. А. и др. Кислотные обработки пластов и методики испытания кислотных составов // М.: РГУ нефти и газа имени ИМ Губкина. – 2011. – Т. 120.
2. Казанчева А.Н., Сорокин П.М. Применение колтюбинга в нефтегазовой отрасли // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 2. – С. 176–179.
3. Промысловая химия. Ингибиторы коррозии: учебное пособие / М.А. Силин, Л.А. Магадова, Л.Ф. Давлетшина, К.А. Потешкина. – Москва: Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, 2021. – 108 с. – EDN ZAKFMC.
4. Mikhail Silin, Magadova Lyubov, Davletshina Lucia, Poteshkina Kira, Kotekhova Viktoriia, and Galkina Alexandra. 2022. "Comprehensive Study of the Action of Corrosion Inhibitors Based on Quaternary Ammonium Compounds in Solutions of Hydrochloric and Sulfamic Acids" *Energies* 15, no. 1: 24. <https://doi.org/10.3390/en15010024>
5. Rosen M. J., Kunjappu J. T. *Surfactants and interfacial phenomena*. – John Wiley & Sons, 2012.
6. Силин М.А. и др. Особенности межфазных явлений на границе углеводородных систем с кислотами // Химия и технология топлив и масел. – 2020. – №. 2. – С. 25-30.
7. Zhu, Y., Free, M. L., & Yi, G. (2015). Electrochemical measurement, modeling, and prediction of corrosion inhibition efficiency of ternary mixtures of homologous surfactants in salt solution. *Corrosion Science*, 98, 417–429.
8. Silin, M. A., Magadova, L. A., Tolstykh, L. I., Davletshina, L. F., Vlasova, V. D., Yunusov, T. I., & Makarova, A. M. (2019). Aspects of Interaction of Surfactant – Acid Compositions at Phase Boundary with Hydrocarbons. *Russian Journal of Applied Chemistry*, 92 (12), 1810-1819.

sulfamic acid from 5 to 15% wt. can be explained not only by a decrease in inhibitor adsorption, but also by the ability of the acid itself to activate the surfactant due to its structure [8].

Thus, it was shown how the processes of acid corrosion inhibition and inhibitor adsorption occur under static conditions over time, conclusions were drawn about the different stability of the studied metal samples.

However, during acid treatments, process fluids interact with the metal surface under dynamic conditions for a shorter period of time. Therefore, further studies were aimed at studying the effect of the flow rate of an aggressive medium on the corrosion rate.

The experiments were carried out on the "Portable Laboratory for Evaluation of the Efficiency of Corrosion Inhibitors" installation. Research time was limited to 2 hours.

Figures 5, 6 show the study of corrosion processes in inhibited hydrochloric and sulfamic acids after 2 hours of study.

Based on the presented results, it can be seen that an increase in the medium flow rate from 0 m/s to 1 m/s leads to an increase in the corrosion rate in all concentrations of hydrochloric acid, which is possibly due to more active desorption of the inhibitor, as well as the diffusion of hydrogen ions to the metal surface during movement medium flow. Comparison of corrosion damage of steel specimens in hydrochloric acid (Figure 5) allows us to note that CT-1 shows lower corrosion rates, which indicates a greater resistance of the specimen to fracture under dynamic conditions.

According to the results presented in Figure 6, one can also note an increase in corrosion damage with an increase in the flow rate of the medium for both St3 and GT-1. However, the change in corrosion rate in inhibited sulfamic acid (Figure 6) is much higher than in inhibited hydrochloric acid (Figure 5).

The obtained corrosion rate data under dynamic conditions show that the presented CT samples are corrosion-resistant only in process fluids based on hydrochloric acid, both under dynamic and static conditions.

As a result of the studies carried out, conclusions can be drawn about the need for a comprehensive study of the corrosion process and its inhibition for metal structures operated in the oil and gas industry. It is necessary to evaluate the influence of the chemical elements that make up the metal, and also take into account the features of the corrosion of the metal in various acidic compositions under static and dynamic conditions. ☉

**Российское отделение Ассоциации специалистов  
по колтюбинговым технологиям  
и внутрискважинным работам**

**Russian Chapter of the Intervention  
and Coiled Tubing Association**



ICOTA  
РОССИЯ



**Контактная информация**

**Пыжевский переулок, 5, строение 1, офис 224  
Москва 119017, Российская Федерация  
Телефон: +7 499 788 91 24; +7 (916) 512 70 54  
Факс: +7 499 788 91 19  
E-mail: [info@icota-russia.ru](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)**

# Материалы для ремонтно-изоляционных работ

## Исследование упруго-прочностных свойств изоляционного состава на основе эпоксидных смол

М.А. СИЛИН, Л.А. МАГАДОВА, Св.В. АКСЕНОВА, А.А. СТЕФАНЦЕВ, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

В лаборатории технологических жидкостей для бурения и ремонта скважин НОЦ «Промысловая химия» в РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина проводятся исследования упруго-прочностных свойств изоляционного состава на основе эпоксидных смол (ЭС) для ремонтно-изоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах.

Известно, что скважинное пространство часто подвергается статическим и динамическим знакопеременным нагрузкам. Поэтому тампонажные составы должны обладать хорошими показателями упруго-прочностных свойств для надежной изоляции.

Эпоксидные смолы – продукты поликонденсации бисфенола А и эпихлоргидрина в щелочной среде. Синтетические ЭС – высоковязкие жидкости, значения эффективной вязкости которых (в зависимости от марки) могут варьироваться от 8000 до 25 000 мПа·с. Очевидно, что применение таких систем в качестве основы для изоляционного материала невозможно.

При разработке состава путем модифицирования различными реагентами-разбавителями удалось снизить эффективную вязкость смолы до 250 мПа·с, а условную вязкость до 50 с. Кроме модификатора для смолы, в состав композиции входит отвердитель аминного типа, позволяющий регулировать время загустевания смолы в широких пределах.

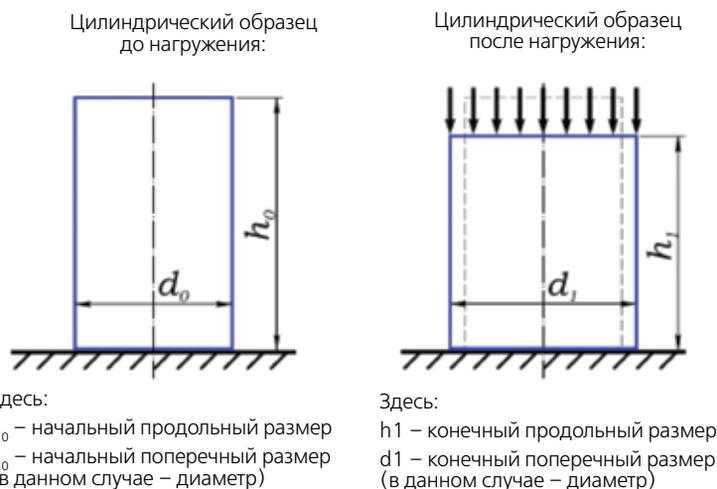
Разработанный состав имеет pH = 7, устойчив к соляной кислоте, щелочам и минерализованным водам.

Для оценки упруго-прочностных свойств изоляционный состав на основе ЭС был испытан на гидравлическом прессе ПГМ-500.

Полностью затвердевшие образцы цилиндрической формы были измерены до и после нагружения. Прочность на сжатие по стандартам для тампонажных цементов

определить не удалось, так как разрушения образцов не происходило. В работе рассчитывались модуль Юнга и коэффициент Пуассона, характеризующие деформационные свойства материала.

Схематично процесс сжатия цилиндрического образца под прессом можно представить следующим образом:



$$h_1 = h_0 - \Delta h \quad (1)$$

$$d_1 = d_0 + \Delta d, \quad (2)$$

где  $\Delta h$  и  $\Delta d$  – абсолютные продольные и поперечные деформации соответственно.

*Коэффициент Пуассона* показывает зависимость между продольными и поперечными деформациями элемента, характеризует упругие свойства материала.

Отношение абсолютных деформаций к соответствующим начальным размерам показывает относительные деформации  $\epsilon$  (формулы 3 и 4):

$$\epsilon_{\text{попереч}} = \frac{\Delta d}{d_0} \quad (3)$$

$$\epsilon_{\text{продоль}} = \frac{\Delta h}{h_0} \quad (4)$$

Таким образом, коэффициент Пуассона определяется по формуле 5:

$$\nu = \frac{\varepsilon_{\text{попереч.}}}{\varepsilon_{\text{продол.}}} \quad (5)$$

*Модуль Юнга (модуль упругости)* – физическая величина, характеризующая свойства материала сопротивляться растяжению/сжатию при упругой деформации, или свойство объекта деформироваться вдоль оси при воздействии силы вдоль этой оси; показывает степень жесткости материала.

Модуль Юнга рассчитывается по формуле 6:

$$E = \frac{F/S}{x/l} = \frac{F \cdot l}{S \cdot x} \quad (6)$$

где E – модуль упругости; F – сила; S – площадь поверхности, по которой распределено действие силы; l – длина деформируемого стержня; x – модуль изменения длины стержня в результате упругой деформации.

Для испытаний был выбран цилиндрический образец, полностью затвердевший при 50 °С.

При сжатии прессом образец на основе ЭС не разрушился. После снятия нагрузки образец практически полностью вернулся в исходные размеры вследствие упругой деформации (рис. 1).

Результаты измерений образца до и после нагружения представлены ниже.

Также в лаборатории тестировались изоляционные составы на ультразвуковом анализаторе прочности цемента Chandler 4262 после полного отверждения при циклических изменениях температуры (20–150 °С) и давления (0,1–20 МПа).

После испытаний на внешней поверхности образцов появились трещины (рис. 3).

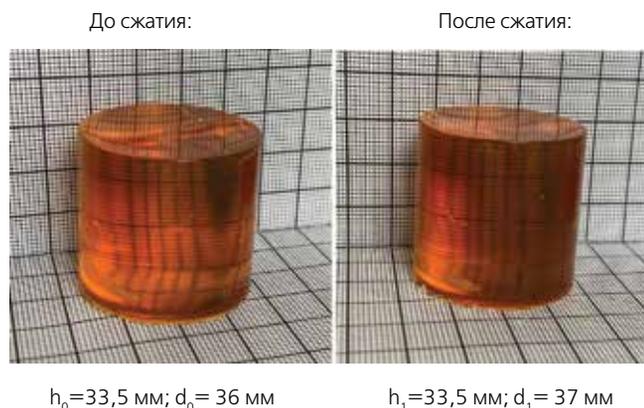
При продольном разрезе образцов после испытаний оказалось, что внутри структура камня полностью сохранилась.

Затвердевшие составы на основе эпоксидных смол способны, проявляя свойства обратимой упругой деформации, практически полностью сохранить свои исходные размеры без разрушения.

На упруго-прочностные свойства составов на основе эпоксидных смол может влиять химическая природа реагентов, входящих в состав композиций, а также режим отверждения смолы. ☉



**Рисунок 1 – Образец из эпоксидной смолы под нагрузкой (слева) и после снятия нагрузки (справа)**



**Рисунок 2 – Результаты измерений образцов**



**Рисунок 3 – Образцы из эпоксидной смолы после испытаний в ультразвуковом анализаторе прочности**

## Разработка и исследование селективного тампонажного раствора на ПАВ-полимерной основе

М.А. СИЛИН, Л.А. МАГАДОВА, Св.В. АКСЕНОВА, В.В. СОКОЛОВА, С.В. АКСЕНОВА, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

В РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина ведется разработка селективного водоизоляционного состава для ремонтно-изоляционных работ на основе ПАВ-полимерного комплекса (ППК).

Композиция на ПАВ-полимерной основе предполагается как материал, обладающий селективными свойствами, для ограничения водопритока в карбонатных и терригенных коллекторах порового и трещиновато-порового типа при температуре пласта до 100 °С.

Действие данного селективного водоизоляционного состава основано на адсорбции ПАВ на породе и последующем образовании полимерного геля при контакте с водой (рис. 1).



**Рисунок 1 – Внешний вид геля после смешения рабочего раствора с водой**

При взаимодействии рабочего раствора с водой до адсорбции ПАВ на породе

распускания полимера не происходит. По мере прохождения ППК вглубь пласта ПАВ, входящее в состав композиции, адсорбируясь на породе, высвобождает полимер. При последующем смешении состава с водой происходит гелеобразование. При контакте состава с нефтью данный процесс не протекает.

Рабочий раствор представляет собой композицию на ПАВ-полимерной основе в углеводородном растворителе (дизельном топливе, товарной нефти).

До проведения фильтрационных исследований механизм действия селективного водоизоляционного состава планируется оценить по следующим методикам.

а) в воронку Бюхнера (рис. 2) помещается металлическая сетка, тонким слоем засыпается гравийный фильтр для предотвращения прохождения песка через отверстия сетки и засыпается кварцевый песок марки ВС-030-В фракции 0,1–0,4 мм. Воронка присоединяется к колбе Бунзена, подключенной к вакуумному водоструйному насосу.



**Рисунок 2 – Установка для фильтрации под вакуумом**

Через сухой песок пропускают рабочий раствор в углеводородном растворителе, с помощью цилиндра измеряют объем фильтрата, вышедшего из «песочной пачки».

Полученный раствор смешивают с водой в соотношении 50:50% и оценивают гелеобразование.

б) к свежеприготовленному рабочему раствору при перемешивании на лопастной мешалке при скорости перемешивания 300–400 об/мин

в течение 10 минут добавляют воду в количестве 50:50% объемов исходного раствора. После введения состав перемешивается дополнительно на лопастной мешалке 15 минут. Затем состав снимают с мешалки и заливают в стеклянные банки с завинчивающимися крышками и фиксируют отсутствие процесса гелеобразования.

в) к свежеприготовленному рабочему раствору при перемешивании на лопастной мешалке при скорости перемешивания 300-400 об/мин в течение 10 минут добавляют одновременно воду и песок в количестве 50:50% объемов исходного раствора. После введения состав перемешивается дополнительно на лопастной мешалке 15 минут. Затем состав снимают с мешалки и заливают в стеклянные банки с завинчивающимися крышками и оценивают гелеобразование.

Измерение кажущейся вязкости образующегося геля проводится с помощью ротационного вискозиметра Brookfield DV2T и специально подобранных шпинделей [1].

Структура геля оценивается визуально с присвоенным составу буквенного кода от А до J по классификатору Сиданска (табл. 1). Согласно этому методу, коды прочности гелей варьируются от вязких растворов до малодеформируемых, неподвижных гелей.

#### ЛИТЕРАТУРА

- ГОСТ 25271-93. Пластмассы. Смолы жидкие, эмульсии или дисперсии. Определение кажущейся вязкости по Брукфильду.
- Zeeshan Ali Lashari, Wanli Kang, Hongwen Zhang, Bauyrzhan Sarsenbekuly. Macro-rheology and micro-rheological study of composite polymer gel at high salinity and acidic conditions for CO<sub>2</sub> shut off treatment in harsh reservoirs for improving oil recovery // SPE-201175-MS, 2019.
- Patent US4683949. Sydanski et al. Conformance improvement in a subterranean hydrocarbon-bearing formation using a polymer gel.

## Исследование растворимости изоляционного материала на основе магнезиального цемента для ремонта и глушения скважин

Л.А. МАГАДОВА, З.А. ШИДГИНОВ, А.А. СТЕФАНЦЕВ, Д.А. ДАШКЕВИЧ, П.А. КУТУЗОВ,  
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, НОЦ «Промысловая химия»

Магнезиальный цемент после отверждения способен активно реагировать с кислотами без образования нерастворимых осадков. Данная особенность может быть использована с целью создания кислоторастворимого изоляционного материала на магнезиальной основе. Для случаев, когда временная изоляция или ликвидация поглощений невозможна следующими блокирующими составами:

- высоковязкие шитые полимерные блокпачки;
- технологические жидкости с кольматантами-

**Таблица 1 – Классификация гелей Р.Д. Сиданска [2, 3]**

Код	Структура геля
<b>A</b>	Исходный полимерный раствор
<b>B</b>	Высокоподвижный гель
<b>C</b>	Подвижный гель
<b>D</b>	Умеренно подвижный гель
<b>E</b>	Едва подвижный гель
<b>F</b>	Высокодеформируемый неподвижный гель
<b>G</b>	Умеренно деформируемый неподвижный гель
<b>H</b>	Малодеформируемый неподвижный гель
<b>I</b>	Жесткий гель
<b>J</b>	Звонящий жесткий гель

В данный момент проводится подбор типа и оптимальной концентрации ПАВ, входящего в состав ППК. Планируются исследования разработанного селективного состава в свободном объеме, а именно: исследование реологических свойств состава при различных температурах; определение термостабильности получаемого геля при различных температурах; оценка структуры получаемого геля. ☉

наполнителями (карбонат кальция, синтетические волокна и др.);

- тампонажный портландцемент.

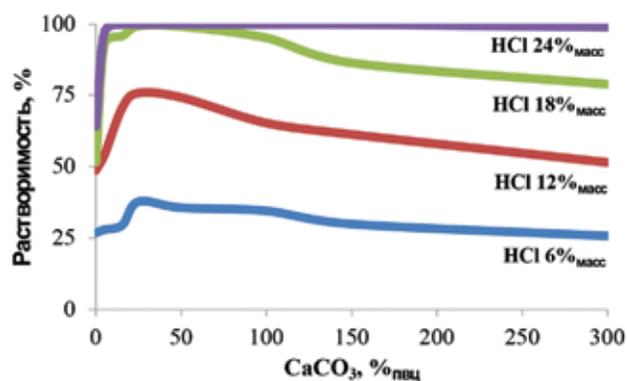
Причинами отсутствия возможности использования этих изолирующих материалов может быть: нерастворимость кислотой или иными растворителями; низкая эффективность изоляции; ограниченная продолжительность изоляции; снижение ФЭС интервала изоляции и др.

Повышение способности магнезиального цемента растворяться кислотой можно

рассмотреть с нескольких сторон:

- изменение компонентного состава магнезиального цемента;
- подбор наиболее эффективной кислотной композиции;
- разработка технологии растворения изоляционного материала.

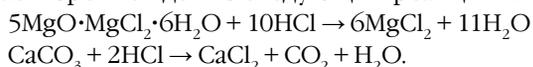
Для повышения растворимости магнезиального цемента в качестве добавки исследовался карбонат кальция ( $\text{CaCO}_3$ ) с размером частиц 10 мкм. Помимо высокой растворимости самого карбоната кальция, данная добавка обеспечивает активное перемешивание кислоты на границе контакта с магнезиальным цементом за счет выделения углекислого газа ( $\text{CO}_2$ ). Эксперименты по определению растворимости образцов на основе магнезиального цемента заключались в определении потери массы образца после выдержки в течение 1 часа в соляной кислоте при температуре 25 °С. Результаты экспериментов представлены на рис. 1.



**Рисунок 1 – Зависимость растворимости магнезиального цемента от содержания карбоната кальция**

В полученных результатах обнаружен экстремум значений в области концентрации 25% пвц, характерный для всех концентраций соляной кислоты.

Количество соляной кислоты, необходимой для полного растворения магнезиального цемента с добавкой карбоната кальция, определялось путем растворения в мерных цилиндрах предварительно отвердевших при комнатной температуре образцов магнезиального цемента соляной кислотой. Предполагалось, что растворение идет по следующим реакциям:

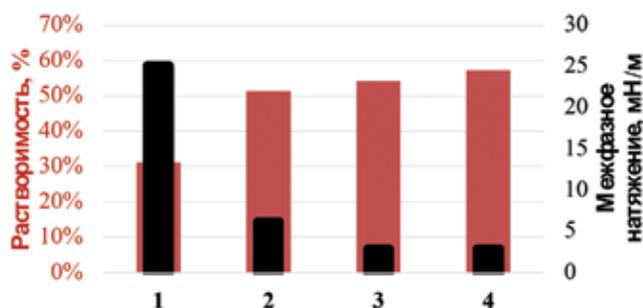


Расчет производился по мольному соотношению, но результаты экспериментов

показали, что для растворения требуется меньший объем кислоты. Вероятнее всего, это связано с изменением структуры магнезиального цемента при добавлении карбоната кальция.

Растворением в цилиндрах при комнатной температуре также определялась эффективность добавок в кислотной композиции. Были протестированы несколько ингибиторов коррозии (ИК) и различные поверхностно-активные вещества (ПАВ).

Получив наиболее эффективный состав кислотной композиции, был обоснован механизм повышения эффективности растворения снижением межфазного натяжения и гидрофилизации поверхности (рис. 2).



**Рисунок 2 – Связь между значениями растворимости магнезиального цемента с добавкой карбоната кальция и поверхностным натяжением кислотных композиций:**

1 – HCl 12% масс; 2 – HCl 12% масс; 0,5% масс ИК; 0,5% масс ИК; 0,5% масс ПАВ; 4 – HCl 12% масс; 0,5% масс ИК; 0,5% масс ПАВ; 2% масс Добавка-1

Для выявления причин наличия экстремума (рис. 1) растворимости в концентрации карбоната кальция около 25% пвц в магнезиальном цементе был проведен рентгенофазовый анализ (РФА) различных образцов. Исследования проводились для магнезиального цемента без добавки карбоната кальция через 1 и 7 суток после приготовления образцов, а также с добавлением различного количества карбоната кальция через 1 сутки после приготовления. В результате проведения РФА не было выявлено наличие в составе фаз, уменьшающих прочность цементного камня ( $\text{MgO}$ ;  $\text{Mg}(\text{OH})_2$ ). Было установлено, что во всех исследуемых составах образуется устойчивая во времени прочная кристаллическая фаза  $\text{Mg}_2(\text{OH})_3\text{Cl} \cdot 4\text{H}_2\text{O}$ . В составе с добавлением карбоната кальция также выявлено наличие  $\text{CaCO}_3$  и  $(\text{MgCa})\text{CO}_3$  в кристаллической структуре.  $(\text{MgCa})\text{CO}_3$  образуется при взаимодействии  $\text{CaCO}_3$  с магнийсодержащими

компонентами.  $(MgCa)CO_3$  слабее реагирует с  $HCl$ , поэтому увеличение концентрации  $CaCO_3$  свыше определенного значения способствует снижению растворимости магнезиального цемента в соляной кислоте.

Стоит отметить, что добавление карбоната кальция не повлияло на прочностные характеристики магнезиального цемента. Прочность на сжатие через 24 часа при комнатной температуре, определенная на ультразвуковом

анализаторе Chandler 4262, составила 20 МПа.

Таким образом удалось повысить эффективность растворения магнезиального цемента. Определение промышленных показателей процесса растворения, разработанного кислоторастворимого состава разработанной кислотной композицией невозможно без учета температуры и давления в скважине; технологии закачки и выдержки; наличия других флюидов в скважине и т.д. ©

## Блокирующий состав на биополимерной основе

М.А. СИЛИН, Л.А. МАГАДОВА, А.А. СТЕФАНЦЕВ, Св.В. АКСЕНОВА, В.В. СОКОЛОВА, Д.С. ШИРОКОВ,  
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Блокирующий состав (БС) – технологическая жидкость, позволяющая блокировать зоны фильтрации (поглощения) продуктивного пласта. Для таких составов одним из главных показателей является отсутствие фильтрации в зонах поглощения пласта, в том числе в скважинах с аномально низким пластовым давлением (АНПД). Чаще всего данный показатель достигается наличием коагулирующих частиц и вязкоупругих свойств технологической жидкости.

В ходе данной работы был сформулирован ряд требований к свойствам блокирующего состава, среди которых основные:

- высокие вязкоупругие свойства;
- отсутствие фильтрации по высокопроницаемой модельной среде, имитирующей эквивалентную проницаемость трещин;
- устойчивость к агрессивным средам ( $H_2S$ ,  $CO_2$ );
- возможность полной деструкции блокирующего состава.

Данные требования основаны на литературном анализе проблемы поглощения технологических жидкостей и истории проведения капитального ремонта скважин на различных месторождениях.

Для достижения выставленных требований к БС было необходимо подобрать полимерную основу с комбинацией сшивающих агентов, а также эффективный поглотитель агрессивных газов, который обеспечит устойчивость разработанной системы в пластовых условиях в течение не менее 30 суток.

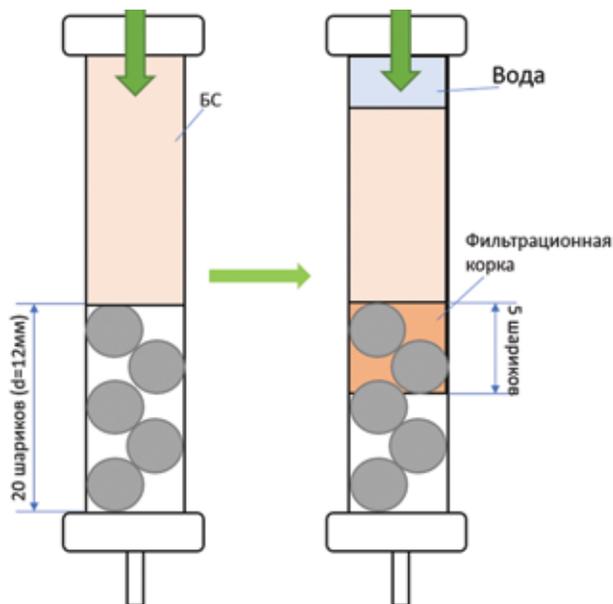
В ходе данной работы был разработан блокирующий состав, обладающий вязкоупругими свойствами и устойчивостью к агрессивной среде (наличие  $H_2S$ ,  $CO_2$ ). Вязкоупругие свойства достигаются образованием сшитой полимерной системы. Сшитые полимерные системы основаны на связях, образующихся между нитями

высокомолекулярного полимера, благодаря действию ионов поливалентных металлов. По такому механизму можно получить высокоструктурированную, вязкоупругую систему.

Если рассматривать систему «полимер – сшиватель», то при коэффициенте аномальности пластового давления ниже значения 0,6 в большинстве случаев происходит поглощение даже сшитых систем. Поэтому для получения структурированной системы и повышения вязкоупругих свойств был использован наполнитель. Экспериментально была определена концентрация и фракционный размер частиц наполнителя для создания наиболее структурированной системы.

Фильтрационное моделирование проводилось как с блокирующим составом, так и с его фильтратом. В качестве фильтрационной модели для блокирующего состава использовалась металлическая трубка, наполовину заполненная металлическими шариками диаметром 12 мм (рис. 1). Целью данного эксперимента было определение максимального значения перепада давления в модели, при котором не происходит движения блокирующего состава. Технологическим ограничением максимально допустимого перепада давления лабораторной установки было 100 атм. При равномерном нагнетании давления до 100 атм в течение 10 минут и последующей выдержке в течение 20 минут наблюдался незначительный выход фильтрата (менее 10 мл).

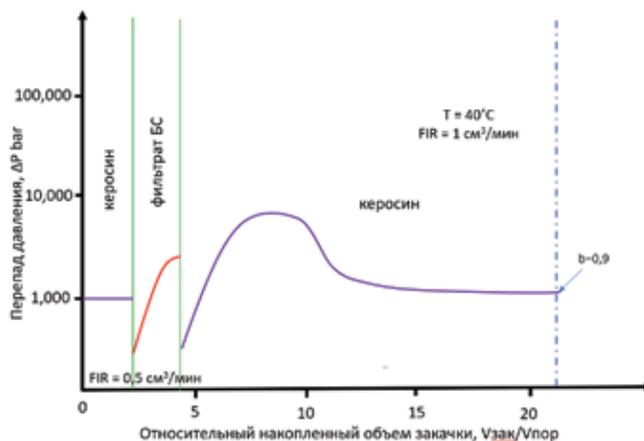
Далее проводились фильтрационные исследования с предварительно полученным фильтратом блокирующего состава. Целью было определение степени снижения фильтрационно-емкостных свойств горной породы, представленной образцом керна карбонатного коллектора с коэффициентом абсолютной



**Рисунок 1 – Схема проведения фильтрационного эксперимента с блокирующим составом**

проницаемости 27,5 мД. Диаграмма изменения перепада давления в процессе закачки керосина и фильтрата БС в образец ядра представлена на рис. 2.

Конечный коэффициент восстановления равен 0,9. Данное значение показывает, что фильтрат блокирующего состава практически не оказывает влияния на фильтрационно-емкостные свойства низкопроницаемой составляющей пласта-коллектора.



**Рисунок 2 – Динамика изменения перепада давления в процессе закачки фильтрата БС в углеводородонасыщенный образец ядра с остаточной водой**

Таким образом, был разработан блокирующий состав, обладающий вязкоупругими свойствами и высокой структурированностью. Данный состав выдерживает перепад давления, равный 100 атм, в высокопроницаемой модели. А также фильтрат блокирующего состава практически не влияет на фильтрационно-емкостные свойства. ☉

**ЛИТЕРАТУРА**

1. Рябоконе С.А., Вольтере А.А., Сурков А.Б., Глуценко В.Н. Жидкости глушения для ремонта скважин и их влияние на коллекторские свойства пласта // Сер. нефтепромысловое дело. – М: ВНИИОЭГОГ, 1989. – 44 с.
2. Клещенко И.И., Зозуля Г.П., Ягафаров А.К., Овчинников В.П. Теория и практика ремонтно-изоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2010. – 386 с.

## *Испытания коркообразующих блокирующих составов для глушения скважин на месторождениях Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, осложненных высоким содержанием сероводорода*

**Я.С. ЖУЛАНОВ, Общество с ограниченной ответственностью «Группа Компаний «ТЕХНОТЭК»**

В случае аномальных условий глушения скважин возникает опасность проникновения жидкостей глушения в пласт, что может привести к нарушению коллекторских свойств пласта. Для борьбы с поглощением технологических жидкостей применяют комбинированную технологию глушения с временным блокированием продуктивного пласта. Существуют различные типы блокирующих составов по принципу действия – составы повышенной вязкости, коркообразующие

составы, эмульсионные, пенные, твердеющие и другие.

Применение при аномальном глушении коркообразующих блокирующих составов обеспечивает перекрытие всего интервала перфорации, предотвращает проникновение основной жидкости глушения в пласт, сохраняет коллекторские свойства пласта, а также препятствует выходу газа из пласта.

Присутствие сероводорода в пластовом флюиде и попутном газе при разработке

нефтяных месторождений является одной из самых актуальных проблем в нефтедобывающей отрасли [1]:

- высокая коррозионная агрессивность скважинной продукции;
- повышенная экологическая опасность всех технологических процессов и объектов добычи;
- отложения сульфида железа;
- ухудшение свойств жидкости глушения или блокирующего состава вплоть до полного разрушения.

Подобные скважины чаще прочих выходят на ремонт. При ТКРС особое внимание следует уделять безопасности проведения работ ввиду опасности сероводорода.

Оба осложняющих фактора встречаются повсеместно на месторождениях Тимано-Печорской нефтегазодобывающей провинции [2].

В качестве объекта исследований рассмотрен блокирующий коркообразующий состав БУС®-14 [3], эффективно применяемый при глушении скважин с осложняющими факторами.

Работы проведены на месторождениях дочерних обществ двух крупнейших нефтегазодобывающих предприятий, лидеров по добыче нефти на территории России. Основными проблемами глушения и проведения технологических обработок скважин на объектах данных месторождений является поглощение раствора глушения и глушение скважин с высокой концентрацией сероводорода в добываемой продукции и в попутном нефтяном газе.

Рассматриваемый БС, согласно инструкции, предназначен для временной защиты пласта как в период строительства и освоения скважин, так и при проведении ремонтных работ (глушение скважин, технологические промывки). Закачка блокирующего состава обеспечивает перекрытие всего интервала перфорации, предотвращает проникновение основной жидкости глушения в пласт и сохраняет коллекторские свойства пласта.

Испытания проведены в две стадии: лабораторные испытания и опытно-промышленные испытания непосредственно на объектах.

При проведении лабораторных испытаний определялись как физико-химические свойства испытуемого блок-состава, так и технологические.

По результатам первой стадии были определены следующие параметры. БС совместим с технологическими растворами солей кальция, натрия и соляной кислотой в статическом и динамическом режимах. Определена совместимость с моделями пластовых вод и нефтью объектов применения. Дополнительно в рамках определения стабильности при содержании сероводорода в продукции

скважины определена стабильность состава при добавлении нейтрализатора сероводорода, а также стабильность состава при смешении его с водой с содержанием сероводорода до 200 ppm. Температура потери текучести блокирующего состава в зависимости от основы приготовления составила до минус 21 °С, что свидетельствует о его технологичности в зимних условиях по сравнению с другими типами составов. Состав показал термостабильность при пластовой температуре более 90 °С. Выявлено, что исследуемый состав не оказывает негативного влияния на подготовку нефти для всех рассмотренных объектов подготовки. Низкая коррозионная агрессивность менее 0,05 мм/год обеспечивает возможность длительного использования при контакте с нефтепромышленным оборудованием [4].

По результатам фильтрационных экспериментов определено влияние на фильтрационные характеристики модели трещины раскрытостью 150 мкм. При ступенчатом подъеме давления до 30 МПа наблюдается мгновенная затухающая фильтрация. Общий объем проникновения блокирующего состава в модель трещины составляет от 40 до 55% объема трещины. Фактор остаточного сопротивления составляет от 0,98 до 1,17 д. ед., что говорит о практически полном выносе блокирующего состава после возобновления фильтрации модели пластовой воды. При проведении экспериментов с закачкой в керновую модель пласта фильтрата блокирующего состава можно сделать вывод, что фильтрационные характеристики пласта при контакте с фильтратом блок-состава ухудшаются в пределах норматива.

Вторым этапом проведены опытно-промышленные испытания на основных месторождениях, осложненных обоими факторами.

На первом месторождении выполнены 4 операции по глушению с блокирующим составом. Средний объем использованного рабочего раствора БС составил 8,85 м<sup>3</sup>. Отмеченный результат – скважина заглушена, рост давления закачки при установке БС в интервале перфорации, наличие полной циркуляции раствора жидкости глушения. Проведено сравнение эффективности действия применяемого в качестве базового состава ИНЭР на известном эмульгаторе с испытуемым блокирующим составом. Сравнение показало, что при проведении глушения с ИНЭР полное глушение скважины произвести не удастся, на выходе со скважины техжидкость, газ, ремонт продолжается на поглощение раствора глушения.

При сравнении с другой технологией глушения скважины с использованием гидрофобно-эмульсионного раствора, объем закачки которого для успешного глушения составляет 20 м<sup>3</sup> отмечено, что экономическая эффективность от перехода на блокирующий коркообразующий состав превышает 11 раз.

На второй группе месторождений выполнено 5 операций с применением БС. В состав испытаний

вошли скважины с наклонно-направленным и горизонтальными стволами. По результатам испытаний также отмечен результат – скважина заглушена, с полной или частичной циркуляцией.

По результатам комплекса испытаний рассматриваемый коркообразующий состав принят к промышленному применению на ряде месторождений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. ©

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Мищенко И.Т., Бравичева Т.Б. Влияние сероводорода на эксплуатационную надежность глубиннонасосного оборудования // Экспресс-информ. Сер. Нефтепромысловое дело. – М.: ВНИИОЭНГ. – 1986. – Вып. 12. – С. 4–8.
2. Андиева Т.А., Герман Е.В., Новиков Ю.Н. Нефтегазоносность Западно-Арктического шельфа // Поиски, разведка и добыча нефти и газа в Тимано-Печорском бассейне и Баренцевом море: Сб. докл. – СПб., ВНИГРИ, 1994. – С. 54–59.
3. Свидетельство на товарный знак (знак обслуживания) № 616373. Правообладатель: Общество с ограниченной ответственностью «Группа Компаний «ТЕХНОТЭК». Федеральная служба по интеллектуальной собственности.
4. Положение Компании ПАО «НК «Роснефть» «Применение химических реагентов на объектах добычи углеводородного сырья Компании» № П1-01.05 Р-0339, Версия 2.0.

## Анализ успешности технологий восстановления герметичности крепи скважин и ограничения водопритока

**В.Г. МУХАМЕТШИН**, директор департамента научно-исследовательских работ – начальник отдела РНГМ, АО «НижневартовскНИПИнефть», **Г.С. ДУБИНСКИЙ**, доцент кафедры «Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений», Уфимский государственный нефтяной технический университет

В продукции скважин месторождений Западной Сибири и Урало-Поволжья последние десятилетия постоянно нарастает содержание попутных вод, средняя обводненность превышает 90–92%. Примерно 70% скважин имеет продукцию, содержащую 70% и более воды. В настоящее время экономически оправданную добычу нефти из обводненных залежей и месторождений возможно обеспечивать только за счет уменьшения энергетических, эксплуатационных затрат и стоимости ремонтов скважин, в первую очередь водоизоляционных работ. Следовательно, увеличение качества крепления нефтяных и газовых скважин при бурении, освоении и герметизации колонн при последующей их эксплуатации является обязательным условием для обеспечения длительной эффективной работы без дополнительных затрат. Таким образом, очевидна актуальность развития технологий и разработки новых материалов для проведения эффективных изоляционных мероприятий в скважинах в процессе крепления скважин и дальнейшей их эксплуатации.

Проведение ремонтно-изоляционных и водоизоляционных работ (РИР и ВИР) в добывающих скважинах является основным

методом сокращения добычи воды из нецелевых коллекторов и восстановления исправного технического состояния скважин (ликвидация негерметичности эксплуатационной колонны – ЭК и цементного кольца – ЦК, ликвидация аварий).

Ограничение и изоляция притока закачиваемого рабочего агента (воды) заключается в блокировании фильтрации по промытым пропласткам и, таким образом, прекращении разработки обводненных зон и интервалов пластов, перенаправлении фильтрационных токов за счет регулирования профиля приемистости в скважинах нагнетательного фонда и регулировании отбора жидкости из пласта с установлением оптимального объема [1, 2].

Опыт и исследования ВИР и РИР показали, что большая часть задач в области разобщения разнонасыщенных пластов, крепления скважин и изоляции водопритоков успешно может решаться за счет рационального комплексирования изолирующих материалов различных типов, к примеру, минеральных материалов с искусственными органическими, когда сочетаются наиболее характерные свойства каждого. Известно, что в малоразмерные пространства лучше проникают полимерные

композиции, что повышает качество изоляции мелких каналов и трещин ЭК и ЦК при ЗКЦ [2, 3, 4]. Анализ научно-технической литературы показывает, что создание композиционных, модифицированных тампонажных составов на основе полимеров, полимерных и синтетических карбамидоформальдегидных смол является очень перспективным направлением при решении задач ВИР в нефтяных скважинах.

В 2012-2016 годах на Самотлорском месторождении проведено 1690 РИР. Накопленная дополнительная добыча за 2012-2016 годы оценивается в объеме 3808 тыс. т или 2,3 тыс. т/скв.-опер. Количество работ по годам варьируется от 315 до 358 операций. Действующий фонд скважин охвачен на 3,7–4,3 % в год. Наибольшее количество РИР было проведено на эксплуатационных объектах АВ1 (1-2) (587 шт) и АВ4-5 (316 шт). Отмечено, что количество неэффективных операций растет в связи со сложными геологическими условиями в скважинах Самотлорского месторождения. Эффективность РИР в течение 5 лет постоянно снижалась.

На Самотлорском месторождении постоянно ведется поиск технологий ВИР/РИР. Всего за период 2012-2016 годов опробовано 8 технологий, результаты кратко представлены в табл. 1.

Для подбора водоизолирующего состава, эффективного в условиях Самотлорского

месторождения, были проведены лабораторные исследования характеристик быстросхватывающегося изолирующего состава, на основе КФС (карбамидоформальдегидной смолы) и инертного наполнителя. В результате был получен состав с регулируемым временем отверждения и плотностью, который дает больший объем твердой изолирующей массы с высокой устойчивостью к ударным нагрузкам (например, перфорация происходит без растрескивания) [4]. Состав при ВИР в восьми скважинах (пласты АВ1-2, АВ1-3, БВ8) показал 100%-ную успешность. Средний прирост дебита нефти составил 8,9 т/сут, при снижении обводненности на 32,3% (с 98,9% до 67,6%).

Основные выводы:

- Эффективность ВИР/РИР снижается из-за сложных геологических условий и недостаточной эффективности применяемых реагентов и технологий для конкретных условий.
- Качество ВИР может увеличиваться расширением номенклатуры материалов, внедрением новых технологий и материалов ВИР/РИР.

Работа поддержана Министерством науки и высшего образования Российской Федерации по соглашению № 075-15-2020-900 в рамках программы развития НЦМУ. ☉

**Таблица 1 – Результаты применения технологий ВИР/РИР**

Базовый реагент технологии ВИР/ОВП	Объект применения	Кол-во скважин	Успешность, %	Оценка технологии и рекомендации
Водонефтяная эмульсия «Изопласт»	АВ1(3)-АВ2-3	3	50	Возможно применение в скважинах без ЗКЦ, с подтвержденными остаточными запасами в кровельной части монолитных пластов с ярко выраженной анизотропией
	АВ4-5	2	100	
	ВВ8	5	40	
Полимер ВЕС-2	АВ1(3)-АВ2-3	2	0	Без эффекта. Рекомендуются ОПР по обработке высокообводненных скважин (обводненность более 98%)
	ВВ8	3	0	
МФП WCA-3 и Brine Block	АВ1(3)-АВ2-3	3	66	Технология признана экономически неуспешной
	АВ4-5	3	0	
«Аквалок» (Aqualock)	АВ1(3)-АВ2-3	1	0	Технология признана экономически неуспешной
	АВ1(3)-АВ2-3, АВ4-5	1	0	
МФП	АВ1(3)-АВ2-3	1	0	Не рекомендуется к внедрению
	АВ4-5	3	33	

## Продолжение таблицы 1

Базовый реагент технологии ВИР/ОВП	Объект применения	Кол-во скважин	Успешность, %	Оценка технологии и рекомендации
Полимеры акрилового ряда	АВ1(1-2)	5	100	Технология эффективна и рекомендована к внедрению дополнительно при выполнении РИР цементными растворами при приемистости более 500 м <sup>3</sup> /сут при P = 7,0 МПа
МДК «Кварц»	АВ1(3)-АВ2-3	3	0	Технология не эффективна и не рекомендована к внедрению
	БВ10	2	50	
Полимерный отверждающийся состав	АВ1(3)-АВ2-3	4	0	В результате экономического анализа технология признана экономически неэффективной и не рекомендована к внедрению

## ЛИТЕРАТУРА

1. Analysis of polymeric compositions application efficiency during repair and insulation works on oil wells / Ketova Yu.A., Galkin S.V., Sedova V.A. // Oilfield Engineering. – 2019. – № 12 (612). P. 71–73.
2. Басаргин Ю.М., Булатов А.И., Дадька В.И. Материалы и реагенты для ремонтно-изоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2004. – 349 с.
3. Ахметов А.А. и др. Полимерцементные композиции для установки водоизоляционных мостов в сеноманских скважинах / А.А. Ахметов, Г.А. Кирыков, И.А. Ключов, В.П. Юзвический // Нефтяное хозяйство. – 2003. – № 3. – С.68–69.
4. Апасов Г.Т. Комплексные исследования и мероприятия по решению проблем негерметичности эксплуатационных колонн Самотлорского месторождения / Г.Т. Апасов, Т.К. Апасов, В.Г. Мухаметшин [и др.] // Успехи современного естествознания. – 2016. – № 7-0. – С. 106–110.

## Химический метод укрепления разуплотненной призабойной зоны пласта

О.А. КУРАСОВ, ФГАОУ ВО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет»

В процессе эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений, пласты которых представлены рыхлыми, слабосцементированными породами, происходит разрушение призабойной зоны пласта и поступление на забой скважины продуктов разрушения, что вызывает значительные осложнения, связанные главным образом с выходом из строя промыслового оборудования и падением производительности скважин.

Современные технологические решения в этой области нацелены на предупреждение и снижение выноса пластового песка с минимизацией негативного влияния на естественные процессы, происходящие в системе «скважина – пласт». В первую очередь это относится к структурной целостности призабойной зоны и ее проницаемости.

Перспективным в этой области является применение химического метода укрепления призабойной зоны пласта, основанного на образовании системы «песок – твердый полимер» в слабосцементированном коллекторе за счет адгезии фрагментов полимера на границе между частицами песка. Обработка скважин составами на полимерной основе требует мало времени и относительно низких затрат. Использование состава на полимерной основе с включением реагента белковой природы для закрепления песка позволяет получить оптимальное сочетание прочности и проницаемости закрепленной породы. Применение данного состава позволяет создавать внутрислоевой полимерный фильтр внутри породы с показателем прочности до 2,8 МПа при минимальном снижении проницаемости породы не более 15–20%. ☉

## ЛИТЕРАТУРА

1. Гасумов Р.А. Определение влияния компонентного состава вяжущей жидкости на глубину ее проникновения в разуплотненный коллектор продуктивного пласта / Р.А. Гасумов, Е.Ю. Кукулинская, Ю.К. Димитриади // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2018. – № 4. – С. 38–43.
2. Гасумов, Р.А. Технологические решения, направленные на ограничение выноса пластового песка из добывающих газовых скважин / Р.А. Гасумов, Е.Ю. Кукулинская // Наука. Инновации. Технологии. – 2016. – № 3. – С. 165–176.

# Международная выставка «Нефтегаз-2022» и Национальный нефтегазовый форум: курс на технологический суверенитет и новые программы импортозамещения



Одним из важных отраслевых событий с участием отечественных и зарубежных лидеров нефтяной, газовой и энергетической промышленности стала 21-я Международная выставка оборудования и технологий для нефтегазового комплекса – «Нефтегаз-2022», которая успешно прошла с 18 по 21 апреля 2022 года в Москве в ЦВК «Экспоцентр».

«Экспоцентр» организовал выставку при поддержке Министерства энергетики Российской Федерации, Министерства промышленности и торговли Российской Федерации, под патронатом Торгово-промышленной палаты Российской Федерации, при поддержке ведущих отраслевых ассоциаций.

В этом году выставка проходила в сложных политических и экономических условиях, но даже эти обстоятельства не помешали ей продемонстрировать хорошие результаты: 351 компания из 15 стран и 39 регионов России приняла участие в «Нефтегазе-2022». Количество посетителей составило 15 335.

**351 компания из 15 стран и 39 регионов России приняла участие в «Нефтегазе-2022». Количество посетителей составило 15 335.**

Генеральный директор АО «Экспоцентр» **Алексей Вялкин:**

– Мы фиксируем повышенный интерес к мероприятиям деловой программы, особенно узкоспециализированным. На некоторые из них приходилось даже закрывать аккредитацию, так как аудитории не могли вместить всех желающих.

Экспозиция производителей и поставщиков нефтегазового, нефтеперерабатывающего оборудования, электротехнического и энергетического оборудования для нефтегазового комплекса размещалась в нескольких павильонах и на открытой площадке общей площадью **30 000 кв. м брутто**.

Среди участников выставки – Chint, Samson Controls, «Авиатрон», «Альбатрос», «Аналитприбор», Аллюминиевая ассоциация, «Бантер Групп», Боровичский завод огнеупоров,

«Вэлан», «Газпром», «Горэлтех», Группа ФИД, «Камский кабель», Минэкономразвития Алтайского края, Заводоуковский завод, ОДК, «Холдинг Кабельный Альянс», «Сибирская промышленная группа», «ОКБ Зенит», «ОКБ Вектор», «РУСТ-95», «Спецкабель», «Приводы АУМА», «Релематика», ТМК,

«Томскабель», «ТаграС-Холдинг», «Транснефть», «Куйбышев Телеком», «Трэм Инжиниринг», «Уралмашхолдинг», «Корпорация развития Среднего Урала», НКЗМ, ФГУП ВНИИА им. Н.Л. Духова, «Элемер», ЗИТ, «Ризур» и многие другие компании.

Важную часть экспозиции заняли зарубежные компании, заинтересованные в российском рынке и готовые работать над новыми перспективными проектами. В этом году в выставке в составе **национальной экспозиции** приняли участие компании из **Ирана**.



«Нефтегаз-2022» посетили заместитель министра нефти Ирана господин **Мортеза Шахмирзаи** и посол Ирана в РФ господин **Казем Джалали**.

Большое внимание на выставке традиционно уделялось современным российским материалам и технологиям, предназначенным для импортозамещения.

В экспозиции было представлено оборудование для буровых работ и строительства скважин, техника для охраны труда и промышленной безопасности, станки и инструменты для металлообработки, арматура, продукция для нефтехимии, взрывозащищенное оборудование, контрольно-измерительные приборы и средства автоматизации, отечественное программное обеспечение.

Компании, работающие в энергетической отрасли, представили кабельно-проводниковую продукцию, высоковольтное оборудование, источники бесперебойного питания, автоматизированные

**Важную часть экспозиции заняли зарубежные компании, заинтересованные в российском рынке и готовые работать над новыми перспективными проектами.**

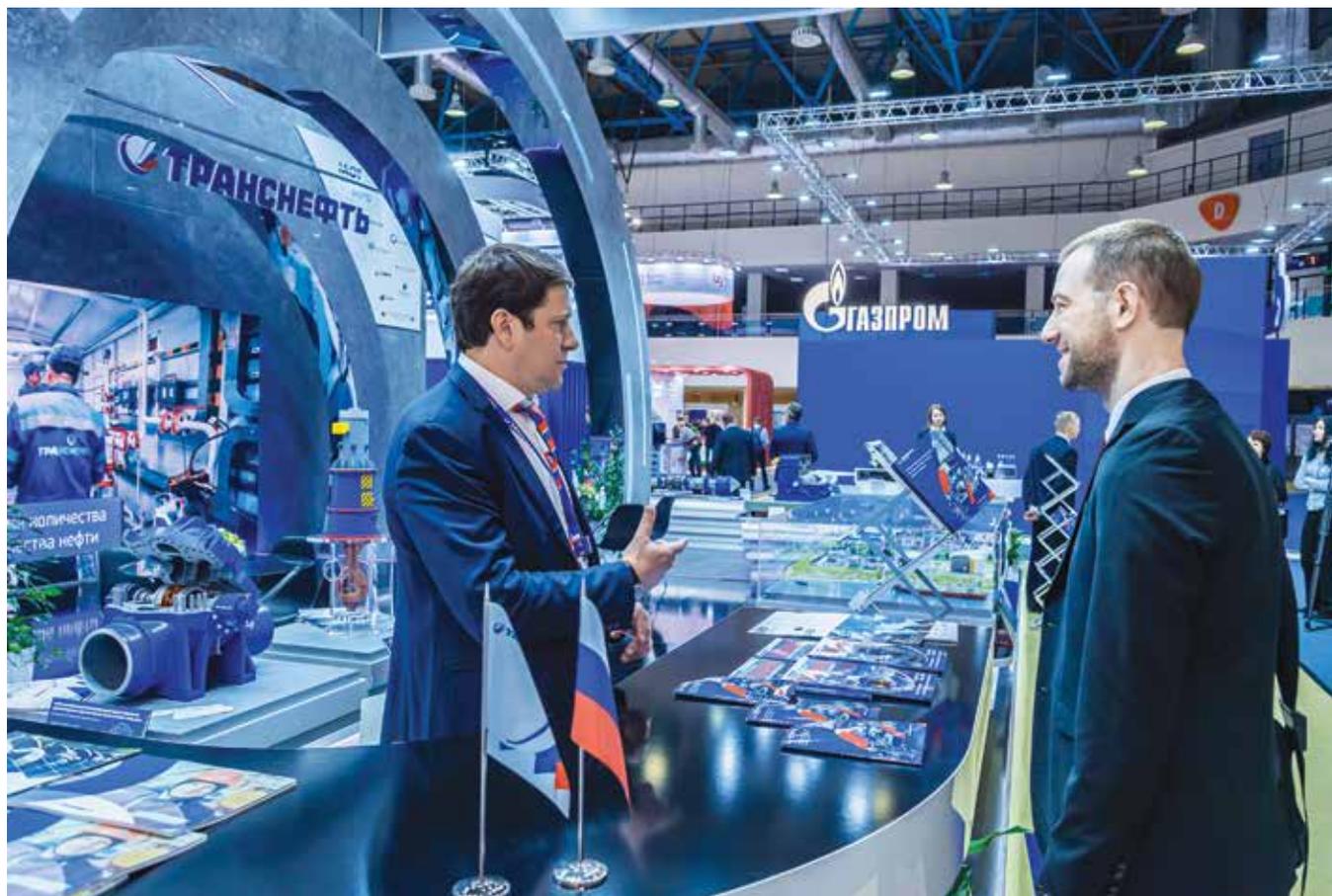
системы управления. На «Нефтегазе-2022» работали специалисты компаний:

«Беларускабель», «Экра», «Завод инновационных технологий», «Горэкс-светотехника», завод «Спецкабель» «Беннинг Пауэр Электроникс», «Пергам-Инжиниринг», «Вэлан», «Релематика», «Ункомтех», «Абсолютные технологии» и многих других.

Внимание посетителей привлекла техника, представленная на открытой площадке: мобильные жилые дома, вибрационный источник сейсмических сигналов и снегоболотоход.

Предприятия госкорпорации «Ростех» представили более 40 разработок. В экспозицию вошли новые сейсмические заряды, детонирующие шнуры, газоанализаторы, другие изделия для различных геофизических работ, разработки нефтяных и газовых месторождений.

Наша особая благодарность компаниям-участникам, выступившим в 2022 году в качестве



партнеров-спонсоров: CHINT – официальный партнер выставки, ООО «Флюид-Лайн» – спонсор регистрации, ООО «НТА-Пром» – спонсор электронной регистрации, АО «ГК «Электроцит-ТМ Самара», ООО «Прософт-Системы», ООО «Холсим (РУС) СМ» – партнеры деловой программы, ООО «Синтек», ООО «Феникс Контакт РУС», ООО «МЕТРОЛ», АО «Чебоксарский электроаппаратный завод», ООО «НПП «Герда», ООО «Чебоксарская электротехника и автоматика», ФГУП «Приборостроительный завод имени К.А. Володина», ООО «ТаграС-Холдинг», ООО НПП «ЭКРА», Dräger – партнеры выставки, АО «Энергомаш», АО «ЮТэйр – Вертолетные услуги» – тематические партнеры выставки.

Успешное проведение выставки «Нефтегаз-2022» подтверждают не только ее статистические показатели, но и отзывы участников и гостей.

**Евгений Лепешкин**, директор по маркетингу CHINT:

– Для компании CHINT – это первый опыт работы на выставке «Нефтегаз», несмотря на то что мы являемся ее постоянным участником. В рамках нашей стратегии мы попробовали

**Сейчас импортозамещение становится во главу угла и важно обмениваться, создавать партнерство, технологические площадки. А делать это можно на таких мероприятиях, как эта выставка в «Экспоцентре».**

впервые поучаствовать в отраслевой выставке, продолжая нашу стратегию смены парадигмы. Очень много посетителей в первый день. Очень много гостей запланировано на второй и третий дни. У нас большие ожидания от выставки.

**Наталья Куцик**, директор департамента коммуникаций ПАО «Транснефть»:

– Выставка «Нефтегаз» проходит уже два десятилетия. И компания «Транснефть» много лет является ее участником. Периодически наш стенд отмечают дипломами. И нам очень приятно, что и в этом году мы удостоены диплома за индивидуальный выразительный дизайн стенда, который действительно раскрывает

отраслевую направленность нашей компании. Нам очень приятно быть участниками данного мероприятия, и мы надеемся, что к нам на стенд придет большое количество заинтересованных посетителей, которые узнают больше о нашей компании.

**Сергей Горьков**, генеральный директор – председатель правления АО «РОСГЕОЛОГИЯ»:

– Мы удивлены количеством участников и количеством людей, которые заинтересованы в данный момент развитием нефтегазовой отрасли. Сейчас импортозамещение становится во главу угла и важно обмениваться, создавать партнерство, технологические площадки. А делать это можно на таких мероприятиях, как эта выставка в «Экспоцентре». Наша благодарность коллегам-организаторам не только за возможность выставить наше оборудование, которое мы производим, но и за возможность организовать дискуссии, встречи и подписание контрактов.

## Деловая программа

Насыщенная деловая программа выставки «Нефтегаз-2022» включила более 20 мероприятий, участники которых представили более 200 трендовых докладов.

«Экспоцентр» при поддержке Society of Petroleum Engineers (SPE) организовал **техническую сессию SPE «ГРП – многостадийный путь в будущее»**.

Своим опытом, новейшими разработками и инновационными решениями поделились ведущие специалисты нефтегазовых компаний. Как отметили участники сессии, для восполнения ресурсов необходимо вводить в разработку все более геологически сложные месторождения, современную разработку которых невозможно представить без технологий гидравлического разрыва пласта (ГРП). С докладами выступили **Владимир Астафьев** (Halliburton), **Алексей Кудряшов** (БелНИПИнефть), **Михаил Самойлов** («РН-ЦЭПИТР»), представители других нефтегазовых компаний. Участники комплексно обсудили вопросы как гидравлического разрыва пласта, так и смежных областей производственной деятельности и исследований.

В первый день работы выставки профессионалы отрасли собрались на тематические сессии «Технологии лазерного восстановления изношенных деталей импортного оборудования нефтегазового сектора», «Аккумуляторные батареи производства «НовАК» в нефтегазовой промышленности», проведенные «Экспоцентром» при поддержке ООО «Реман-Сервис», ГК «Системотехника».

Во второй день в рамках деловой программы выставки состоялась сессия «Участие малого и среднего бизнеса в цепочке снабжения нефтегаза», организованная «Экспоцентром» при поддержке ООО «Консалтинговая компания «Кавикс». Модератором мероприятия выступил

**Виктор Солнцев**, генеральный директор некоммерческого партнерства «ИВМ Консалтинг Групп». Он констатировал, что действующие сегодня 5 млн малых и средних предприятий надо привлекать к высокотехнологичным проектам по снабжению нефтегазового комплекса. Участник сессии, председатель комитета по цифровизации экономики и госзаказу ОПОРА России

**Илья Димитров**, сказал, что ключевой является задача по импортозамещению и цепочки поставок приходится выстраивать заново, принимая неординарные решения. Директор Академии продаж ОТС **Юлия Романова** обратила внимание на компетенции в управлении малым и средним бизнесом при поиске клиента и закупок. Одной из первостепенных задач является экосистема, которая позволит осуществить реализацию участия закупок на всех этапах закупочного процесса – от намерения участвовать в закупочном процессе до завершения процесса закупки исполнением договора. Как найти

понимание и обеспечить взаимодействие между крупными компаниями и малыми и средними предприятиями, рассказал руководитель Фонда развития конкуренции **Евгений Султанов**.

В этот же день прошли сессии «Прозрачность и доступность процедур закупок в сфере

нефтегаза – от Положения до 223-ФЗ», на которых выступили **Екатерина Мартынюк**, представитель ФАС России, **Евгений Султанов**, руководитель Фонда развития конкуренции, **Андрей Крюков**, директор Консалтинговой компании «Кавикс». Состоялись дискуссии на темы «Создание готовой инфраструктуры для развития производств в нефтегазовой сфере. Опыт Свердловской области», «Перспективы применения растворимых сплавов при строительстве нефтяных и газовых скважин», «Инновационные и альтернативные защитные покрытия для нефтегазовой отрасли».

Важным событием стал **круглый стол «Современные методы исследования скважин и пластов для повышения эффективности разработки нефтегазовых месторождений»**, организованный «Экспоцентром» при поддержке Клуба исследователей скважин и Московского института нефтегазового бизнеса. Участники пленарного заседания обсудили вопросы

**«Экспоцентр» при поддержке Society of Petroleum Engineers (SPE) организовал техническую сессию SPE «ГРП – многостадийный путь в будущее».**

современного состояния исследований скважин и пластов в России. В работе круглого стола приняли участие представители ООО «Газпромнефть НТЦ» **Михаил Кременецкий**, ООО «Башнефть-Петротест» **Вячеслав Федоров**, НИИ системных исследований РАН **Сергей Вольпин** и другие ведущие эксперты отрасли в области комплексного исследования скважин.

На конференции «Взаимодействие науки, образования и бизнеса в области нефти и газа» представители научных и производственных организаций поделились опытом реализации программ профессионального развития и привлечения кадров с учетом устойчивого развития нефтегазовой отрасли. Мероприятие организовал «Экспоцентр» при поддержке Российского национального комитета Мирового нефтяного совета (РНК МНС), РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина.

Модератор конференции **Григорий Кривелев** отметил, что взаимодействие между научной областью, образовательной частью и бизнесом в нефтегазе играет важную роль. Участники обсудили навыки и компетенции молодых специалистов при энергопереходе, важность ранней профориентации в рамках реализации образовательной стратегии. О ключевых аспектах подготовки молодых специалистов в области водородной энергетики рассказала научный сотрудник Института проблем нефти и газа Российской академии наук **Елисавета Сафарова**. Начальник отдела молодежной политики ООО «РН-Юганскнефтегаз» **Артур Фасхутдинов** сообщил, что необходимо оказывать влияние на подрастающее поколение, делиться знаниями и опытом, наработками и кейсами, чтобы студенты были заинтересованы в дальнейшем трудоустройстве на нефтегазовом предприятии. Опыт реализации молодежных проектов и взаимодействия с молодежью поделился начальник управления по проектной деятельности, и. о. начальника управления стратегии Группы компаний «Римера» **Альберт Салимгараев**. Председатель Совета молодых ученых РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина **Юрий Дубинов** представил Губкинский университет как кузницу кадров и исследовательский полигон для нефтегазовой отрасли.

Участники **тематической сессии**

**Важным событием стал круглый стол «Современные методы исследования скважин и пластов для повышения эффективности разработки нефтегазовых месторождений».**

«**Алюминиевые решения для нефтегазовой промышленности и водородной энергетики**», организованной «Экспоцентром» при поддержке Ассоциации «Объединение производителей, поставщиков и потребителей алюминия», предложили широкий ассортимент продукции для нефтегазовой отрасли.

На **научно-практической конференции «Энергоэффективные решения для снижения углеродного следа»**, проведенной «Экспоцентром» при поддержке Ассоциации «РНК МНС», рассматривались вопросы энергоэффективности и энергосбережения не только с точки зрения экологии. По мнению выступавших, в условиях беспрецедентных внешних санкций разработка и внедрение отечественных энергоэффективных технических решений является сегодня важнейшей предпосылкой успешного функционирования российской нефтегазовой отрасли.

## **Национальный нефтегазовый форум**

Одним из ключевых мероприятий деловой программы выставки «Нефтегаз-2022» стал **Национальный нефтегазовый форум**.

Проведение выставки «Нефтегаз» и Национального нефтегазового форума на единой площадке позволило одновременно обсудить ключевые темы отрасли: глобальная трансформация экономики и энергетики, повышение эффективности работы традиционных отраслей ТЭК на фоне новых технологических вызовов.

Темой **пленарного заседания** Национального нефтегазового форума стала «**Экономика, технологии и новые вызовы ТЭК: взгляд из России на трансформацию нефтегазовых рынков**». Открывая форум, с приветственным словом к участникам обратился советник Президента РФ, специальный представитель Президента по вопросам климата **Руслан Эдельгериев**. Он заявил, что Российская Федерация является последовательным государством, которое берет на себя климатические обязательства и традиционно их выполняет. В сложившейся ситуации было бы неоправданно отказываться от них. Спикер напомнил, что ряд государств готовы сотрудничать с РФ по климатическим вопросам, и подчеркнул, что бизнес уже сегодня может внести свой вклад в данный вопрос, увеличивая инвестиции в климатические проекты, расширяя



климатическую повестку в стратегиях развития, определяя направления декарбонизации, повышая энергоэффективность.

Заместитель министра энергетики России **Павел Сорокин**, говоря о новых вызовах для отрасли, подчеркнул, что Минэнерго открыто к дискуссиям и способствует решению возникающих вопросов. Принятые меры, инвестиционные решения, нормативная деятельность должны адаптироваться и исходить из того, что помогает министерству и компаниям существовать на мировом рынке и быть востребованными.

На сессии выступил председатель Комитета Государственной Думы по энергетике, президент Российского газового общества **Павел Завальный**. Он отметил, что для поддержки устойчивого развития ТЭК в нынешней ситуации необходимы меры налоговой поддержки, стимулирование импортозамещения и снижение административной нагрузки на отрасль.

Участники дискуссии обсудили главный вопрос: как отрасли жить и развиваться в условиях новых санкций. Как считает помощник руководителя Администрации Президента РФ **Анатолий Яновский**, санкции показали, что нашей стране надо вплотную заняться

импортозамещением оборудования, технологий и развитием инфраструктуры.

По словам заместителя министра промышленности и торговли РФ **Михаила Иванова**, в области импортозамещения не только ставились задачи, но и выполнялись. В России доля отечественного оборудования для нефтегазового сектора с 2014 года выросла до 60%. Компании освоили более 140 видов промышленного оборудования, больше половины из них созданы при поддержке Минпромторга. Он также озвучил основные приоритеты министерства на сегодняшний день.

Председатель Совета Союза нефтегазопромышленников России **Юрий Шафраник** убежден, что требуется поддержка со стороны государства. Но и сами нефтедобывающие компании не должны оставаться в стороне. Этот кризис – повод не сокращать, а наращивать капитальные вложения. Он также считает, что существует еще одна задача на краткосрочную перспективу – поиск новых рынков сбыта для российской нефти. В этих условиях государство должно включить режим ручного управления, иначе российские компании, конкурируя друг с другом, еще больше понизят цены на нефть.

Управляющий директор VYGON Consulting **Григорий Выгон** считает, что в новых условиях нужно стремиться прежде всего к гибкости поставок. Применительно к газу это означает отказ от трубопроводных поставок. Надо построить кластеры по производству сниженного природного газа (СПГ).

В сессии «ESG-трансформация. Перегрузка: новый взгляд и возможности для бизнеса» принял участие заместитель министра энергетики РФ **Павел Сорокин**. Именно сейчас нужно думать о будущем и создавать фундамент, на основе которого энергетика будет развиваться следующие 10–20 лет. Он отметил, что мировая энергетика все равно будет меняться, но Россия останется ключевым игроком на мировом энергорынке.

По мнению партнера EY, руководителя отдела по предоставлению услуг в области устойчивого развития **Артема Ларина**, главная задача для бизнеса – сохранить рабочие места, поэтому внимание к ESG-повестке (environmental – экология, social – социальное развитие, governance – корпоративное управление) не должно снижаться.

В дискуссии о перспективах развития газовой отрасли в России принял участие председатель редакционного совета «Нефтегазовой Вертикали» **Кирилл Молодцов**, отметив, что планирование деятельности газовой отрасли должно строиться по сквозному принципу: от недр – до конечного продукта, который может быть произведен в России.

На сессии «Carbon Free Zone и углеродный менеджмент: регулирование, методы и технологии» **Алексей Жихарев**, директор Ассоциации развития возобновляемой энергетики (АРВЭ), обозначил важную для развития низкоуглеродной экономики проблему: в России почти отсутствует популяризация этой темы для воспитания будущего поколения. В этой сфере необходимы системные решения. Россия не имеет права остаться на обочине энергоперехода и экологической модернизации.

На сессии «Трудноизвлекаемые запасы: экономическая политика и технологическая эффективность отечественных решений» президент Союза нефтегазопромышленников **Генадий Шмаль** предложил серьезно заняться

**Проведение выставки «Нефтегаз» и Национального нефтегазового форума на единой площадке позволило одновременно обсудить ключевые темы отрасли: глобальная трансформация экономики и энергетики, повышение эффективности работы традиционных отраслей ТЭК на фоне новых технологических вызовов.**

**Участники дискуссии обсудили главный вопрос: как отрасли жить и развиваться в условиях новых санкций.**

разработкой технологий добычи ТРИЗов.

В рамках форума прошла **тематическая конференция «Технологическое и цифровое лидерство: от импортозамещения к импортоопережению»**. Особую актуальность приобретает задача перехода на российское

инженерное программное обеспечение. Директор по математическому моделированию госкорпорации «Росатом» **Дмитрий Фомичев** отметил, что «Росатом» предлагает сегодня нефтегазовой отрасли импортнезависимое ПО. Сегодня более 70% используемых в российской экономике программных продуктов являются зарубежными. Перспективным направлением сотрудничества «Росатома» с нефтегазовыми компаниями является совместное развитие

технологий создания цифровых двойников.

На сессии «Роботизация ТЭК: концепция развития, метакомпетенции и лидеры будущего» спикеры говорили о роботизации, будущем нефтегазовой отрасли и обсудили меры поддержки, необходимые для внедрения инноваций. В дискуссии приняли участие представители власти, вузов и крупного бизнеса.

В рамках форума прошла еще одна конференция **«H2 energy: экономика роста и новые технологии»**. Главной темой обсуждения стала «Водородная энергетика России: траектория развития и ключевые точки роста в условиях перемен».

Многоплановая деловая программа выставки «Нефтегаз-2022» и Национального нефтегазового форума позволила специалистам обменяться опытом, знаниями, лучшими практиками, обсудить новые вызовы в условиях санкций. А ведущие предприятия нефтегазовой отрасли продемонстрировали новейшие технологии и оборудование широкой аудитории посетителей, изучили предложения конкурентов, нашли новых заказчиков и расширили географию поставок производимой продукции.

В следующем году 22-я Международная выставка «Нефтегаз-2023» пройдет с 24 по 27 апреля 2023 года в ЦВК «Экспоцентр». 

# IX Международная (XVII Всероссийская) научно-практическая конференция «Нефтепромысловая химия»



В РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина 30 июня 2021 года состоялась IX Международная (XVII Всероссийская) научно-практическая конференция «Нефтепромысловая химия», ставшая уже традиционной встреча, которая ежегодно собирает приверженцев промысловой химии. Приняв во внимание риски пандемийных ограничений, организаторы конференции в третий раз подряд приняли решение о проведении встречи в онлайн-режиме.



Мероприятие проводилось в рамках реализации создания и развития научного центра мирового уровня «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты» по приоритету научно-технологического развития «Экологически чистая ресурсосберегающая энергетика, эффективное региональное использование недр и биоресурсов» при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации по соглашению № 075-15-2022-300.

С приветственным словом к участникам конференции обратился заведующий кафедрой технологии химических веществ для нефтяной и газовой промышленности РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина доктор химических наук, профессор М.А. Силин. Он, в частности, сказал: «Я очень рад в семнадцатый раз открыть эту конференцию, которую мы начали проводить с самого начала двухтысячных годов. Я хотел бы поблагодарить тех, кто нас неизменно поддерживал своим участием: А.Г. Телина, Л.К. Алтунину, С.А. Шалдымухамедова, В.Л. Ямпурова, В.Н. Лущенко. Боюсь кого-то не упомянуть в этом списке... Конференция сплотила очень много фанатов промысловой химии. Почему мы любим эту науку и вдохновенно ею занимаемся? Потому что она всеобъемлюща. В нашем университете сейчас разрабатывается профессиональный стандарт по промысловой химии. Мы поставили вопрос: какими знаниями должен обладать такой специалист? Выясняется, что он должен знать и органическую химию, и неорганическую, и физическую, и коллоидную, а также физику пласта, разработку месторождений, устройство скважины, литологию и много всего еще. В идеале промысловый химик – это универсальный солдат, уникум».

На заставке нашей конференции появился новый логотип: «НЦМУ». Мы очень этим гордимся и рады, что коллеги из Казанского (Приволжского) федерального университета и в первую очередь проректор по науке, доктор геолого-минералогических наук, профессор Д.К. Нургалиев стали ядром научного центра мирового уровня «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты», в который вошли также исследователи из РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Сколковского института науки и технологий, Уфимского государственного нефтяного технического университета. Отрадно, что одно из важнейших направлений работы НЦМУ – промысловая химия.

Я желаю успехов работе конференции, а всем участникам – получить удовольствие от этого интеллектуального марафона. Докладов будет очень много, но это свидетельствует о том, что интерес к промысловой химии неуклонно растет».

Доктор технических наук, профессор кафедры технологии химических веществ для нефтяной и газовой промышленности РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, директор НОЦ «Промысловая химия» Л.А. Магадова также поприветствовала участников конференции. «Очень приятно, что в этот раз в программе так много докладов. Но в то же время волнительно, потому что нам не удалось включить в нее всех пожелавших принять участие. Заявок поступило более 40, но включить в программу мы смогли только 27 докладов, поскольку конференция проходит в один день. Возможно, стоит подумать о том, чтобы расширить временные границы конференции. Абсолютно все тезисы докладов будут опубликованы в сборнике, который выйдет в электронном виде», – сказала Л.А. Магадова.

Проблематика конференции была сфокусирована на следующих темах:

- реагенты для бурения, заканчивания и ремонта скважин;
- реагенты и технологии их применения в процессах повышения нефтеотдачи пластов, интенсификации добычи нефти;
- применение химических реагентов при транспорте нефти и нефтепродуктов;
- разработка и применение современных защитных материалов, бактерицидов и

- ингибиторов коррозии, солеотложения и парафиноотложения при добыче и транспорте нефти и газа;
- применение водорастворимых полимерных материалов в процессах эксплуатации нефтяных месторождений;
- поверхностно-активные вещества в нефтяной и газовой промышленности;
- физико-химические исследования нефтей и реагентов, применяемых для добычи и транспорта нефти и газа;
- экологические аспекты производства и применения химических реагентов в нефтяной и газовой промышленности;
- информационное обеспечение и маркетинг в области производства и применения химических реагентов для нефтяной и газовой промышленности.

В мероприятии приняли участие 116 человек, представлявших 18 учебных заведений и 28 добывающих и сервисных компаний.

Программа включала 27 докладов, озвученных как маститыми учеными, так и молодыми исследователями из ведущих нефтегазовых вузов, академических институтов, научных центров, исследовательских структур нефтяных и сервисных компаний.

Первым был озвучен доклад «Особенности реологии водоизоляционных составов на основе полимердисперсных органогибридных композиций» профессора кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газонефтяных месторождений» Уфимского государственного нефтяного технического университета Р.Н. Якубова и доцента той же кафедры Л.Е. Ленченковой.

Опытом применения сшитых гелевых частиц в условиях высокой минерализации для ликвидации заколонных перетоков и выравнивания профиля приемистости поделился М.А. Варфоломеев, заведующий кафедрой РЭМТУ Казанского (Приволжского) федерального университета.

А.Р. Хатмуллин, сотрудник сектора стимуляции скважин ООО «РН-БашНИПНефть», рассказал о проектировании кислотного воздействия для высокотемпературных газовых пластов ачимовской свиты.

«Моделирование дизайна обработки призабойной зоны пласта терригенного коллектора для восстановления проницаемости

**Мероприятие проводилось в рамках реализации создания и развития научного центра мирового уровня «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты» по приоритету научно-технологического развития «Экологически чистая ресурсосберегающая энергетика, эффективное региональное использование недр и биоресурсов».**

при засорении сульфатом бария» – с таким докладом выступил инженер Томского политехнического университета А.В. Пестерев.

Руководитель службы по научно-исследовательской работе и инновационной деятельности ООО «ФЛЭК» А.В. Денисова охарактеризовала комплексное решение проблемы коррозии и биокоррозии нефтепромыслового оборудования реагентами ООО «ФЛЭК».

Старший научный сотрудник Института проблем нефти и газа Российской академии наук В.Н. Курьяков рассказал об измерении критической концентрации мицеллообразования оптическим методом.

Секреты технологии глушения скважин в условиях множественных осложнений раскрыл эксперт ООО «Уфимский НТЦ» В.Н. Гусаков.

С докладом «Изучение химизма взаимодействия пород баженновской свиты с интенсифицирующими составами на углеводородной основе» выступила Ю.Ж. Вагапова, аспирант РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина.

Ведущий специалист ООО «Газпромнефть НТЦ» М.С. Пилипенко рассмотрела возможности применения альтернативных жидкостей глушения и заканчивания для скважин с АВПД на месторождениях Западной Сибири.

О совершенствовании систем биополимерных буровых растворов для улучшения качества первичного вскрытия продуктивных пластов рассказал аспирант Томского политехнического университета А.С. Захаров.

Доклад «Анализ состава проб технологических отложений» озвучила А.В. Кладова, ведущий инженер-химик филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПНефть» в г. Перми.

О применении метода молекулярной динамики для исследования взаимодействия составов на основе хелатных реагентов с поверхностью породы рассказал Т.И. Юнусов, аспирант РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, а применение водно-солевой эмульсии на основе углеводородного эмульгатора в качестве эффективного метода повышения нефтеотдачи на зрелых месторождениях осветила В.Ю. Сырвачева, геолог ООО «ТаграС-ХимСервис».

Влияние добавок наночастиц и слоистых материалов на свойства буровых растворов на водной основе охарактеризовали студенты Сургутского государственного университета Фаттаев Сайяд Аят оглы и Е.В. Шарипова.

С докладом «Система контроля качества химических реагентов, применяемых в

ПАО «Татнефть», на содержание органического хлора» выступила О.С. Татьяна, заместитель заведующего лабораторией технологии подготовки нефти Института «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина.

Технологию укрепления слабоконсолидированных коллекторов Сербии кремнийорганическими составами с продувкой азотом охарактеризовали начальник отдела НПК «СБМ» Н.Н. Ефимов и руководитель лаборатории НТЦ-НИС А.А. Кильмамаатов.

Комплексный подход к проведению соляно-кислотной обработки для разведочной скважины на шельфе Печорского моря представил И.А. Таипов, главный специалист отдела технологий РИР и ОПЗС ООО «РН-БашНИПИнефть».

С докладом « Экспериментальное определение кинетических характеристик реакции при моделировании кислотных обработок пласта» выступил А.С. Спасенников, инженер 1-й категории отдела исследований химических методов ПНП на керне (г. Кунгур) филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми.

Об исследовании основных характеристик кольматационных материалов и составов лаборатории ООО «РН-БашНИПИнефть» рассказала И.Б. Давлетбердина, старший специалист ООО «РН-БашНИПИнефть».

Секретами управления реологией водонефтяных эмульсий через прогнозирование ее вязкости и критической обводненности поделился главный специалист сектора химизации производственных процессов АО «НК «Конданефть» К.С. Фот.

Заместитель генерального директора ООО «НПП «НефтеСервисКомплект» А.Я. Учаев выступил с докладом «Усовершенствование составов на основе оксихлорида алюминия с целью расширения их диапазона использования в технологиях повышения нефтеотдачи пластов».

Кислотную нефтewытесняющую композицию на основе техкомпонентной системы ГЭР «глицерин – борная кислота – карбамид» охарактеризовал М.Р. Шолидодов, ведущий инженер Института химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук.

О разработке реагентов комплексного действия на основе возобновляемого сырья с целью модернизации рецептур буровых растворов рассказала А.Г. Меркурьева, главный специалист отдела технологий строительства скважин Управления технологического развития ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг».

Способ повышения нефтеотдачи пласта с помощью технологии ПАВ-заводнения предложила студентка Донского государственного

**Заявок поступило более 40, но включить в программу мы смогли только 27 докладов, поскольку конференция проходит в один день.**

технического университета Г.С. Кеда.

Доклад «Определение параметров жидкости ГРП: коэффициента коркообразования и коэффициента потерь при мгновенной фильтрации (спурта)» представил М.В. Шмаков, инженер филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми.

Программные средства анализа и прогноза потокоотклоняющих систем охарактеризовал специалист по полимерному заводнению ООО «Актуальные технологии» М.А. Набиуллин.

Экспертная комиссия из числа авторитетных участников конференции приняла решение о награждении в двух номинациях: «Лучший доклад конференции» и «Лучший доклад молодого специалиста».

Лучшим докладом конференции был признан «Система контроля качества химических реагентов, применяемых в ПАО «Татнефть», на содержание органического хлора», с которым выступила заместитель заведующего лабораторией технологии подготовки нефти Института «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина О.С. Татьяна. Победитель получила книгу Антуана Тома «Основы технологии полимерного заводнения» в переводе с английского под редакцией И.Н. Кольцова и символ конференции – бронзовую статуэтку «Умная сова».

Лучшим выступлением молодого специалиста признан доклад двоих студентов Сургутского государственного университета Фаттаева Сайяд Аят оглы и Е.В. Шариповой «Влияние добавок наночастиц и слоистых материалов на свойства буровых растворов на водной основе». Ребята получили специальные дипломы и экземпляры книги «Основы технологии полимерного заводнения» в переводе с английского под редакцией И.Н. Кольцова.

В заключительной части конференции выступила доктор технических наук, профессор кафедры технологии химических веществ для нефтяной и газовой промышленности РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, директор НОЦ «Промысловая химия» Л.А. Магадова. Она поблагодарила всех за участие в конференции и констатировала, что мероприятие прошло успешно. Было озвучено решение конференции, в котором отмечена актуальность и своевременность ее проведения, и предложено провести следующую, X Международную (XVIII Всероссийскую) научно-практическую конференцию «Нефтепромысловая химия» в последний четверг июня 2023 года. ©

## Рекорд для колтюбинга в Северной Америке

Новый рекорд установлен в Северной Америке: произведена ГНКТ, длина которой превысила 9000 м (30 000 футов) при диаметре 66,67 мм (2,625 дюйма). Труба имеет специально разработанную конструкцию для работы со скважинами с большим отходом от вертикали. ГНКТ весит 75 т (165 000 фунтов) и имеет общий вес трубы и барабана 86 т (190 000 фунтов). Колтюбинг находится в эксплуатации и приступил к выполнению сложных технологических операций в условиях экстремально высоких длин горизонтальных участков.



ООО «ПФ «Пакер Тулз» разработан и запущен в производство прибор контроля утонения ГНКТ – КСГТ-1. Использование подобных приборов – значимый фактор обеспечения безопасности работ при проведении работ с применением ГНКТ.

Комплекс предназначен для измерения толщины стенки ГНКТ в процессе работы колтюбинговой установки. Комплекс позволяет определять толщину стенки с привязкой к координате трубы.

Комплекс КСГТ-1 состоит из блока датчиков, кейса с промышленным планшетом для приема и анализа результатов измерений, защищенного соединительного кабеля.

Технические характеристики КСГТ-1:

- диаметры труб – 38,1 мм; 44,5 мм; 50,8 мм;
- диапазон толщин стенок труб – 2...6 мм;
- максимальная длина труб – 10 000 м;
- максимальная скорость перемещения трубы – 0,2 м/с.

## Logan Industries успешно завершила проект по объединению барабана ГНКТ и инжектора для OneSubsea



Намотчик Logan CT – это нечто большее, чем просто барабан, фактически это лебедка для колтюбинга, где намотчик обеспечивает полный контроль СПО колтюбинга без необходимости в стандартной инжекторной головке. Это уменьшает требуемое пространство по сравнению со стандартной комбинацией барабана и инжектора, позволяя увеличить площадь хранения жидкости на палубе.

Logan в прошлом произвел несколько комплектов таких машин со стационарными барабанами, однако это первый агрегат, поставленный Logan, со съёмным барабаном. В данной комплектации узел намотки остается неподвижным на судне, в то время как барабан ГНКТ может быть заменен. Колтюбинг транспортируется в специальной DNV сертифицированной корзине. Данное исполнение позволяет сократить время замены барабана ГНКТ с двух недель до нескольких часов.

## ООО «ПФ «Пакер Тулз» разработан и запущен в производство прибор контроля утонения ГНКТ – КСГТ-1

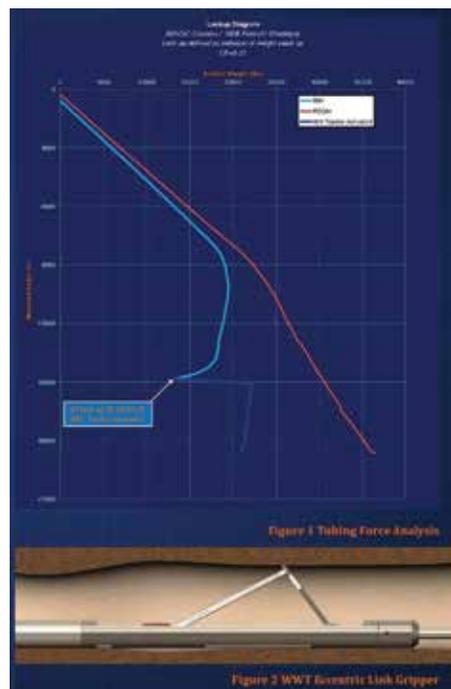


## Кислотная стимуляция с помощью забойного трактора Slim WWT 212 на ГНКТ

Малогабаритный гидравлический трактор WWT 212 был успешно применен в тандеме с ГНКТ, оснащенной оптоволоконным каналом, что позволило выполнить работу за 1 СПО. Внешний диаметр трактора позволил пройти через минимальное сужение (внутренний диаметр 66,67 мм), затем расшириться до размеров открытого ствола диаметром 152,4 мм и доставить ГНКТ на требуемую глубину.

Первоначальное запираение произошло на глубине 4536 м (53% от общей длины открытого ствола). Трактор был активирован закачкой промывочной жидкости, и движение ГНКТ было продолжено до достижения забоя 5669 м.

После успешного достижения забоя была проведена кислотная обработка с подтверждением эффективности замером распределенной температуры по оптоволоконному каналу.



## Xtreme Coil Services: фрезерование пробки и доставка перфоратора в боковой ствол рекордной протяженностью 4501 м



Инжектор с электрическим приводом и ГНКТ диаметром 66,68 мм (2 5/8 дюйма) позволили произвести работу на скважине с рекордной протяженностью бокового ствола в сланцах Eagle Ford.

Xtreme Coil Services применила уникальный инжектор с электрическим приводом и электронным управлением, который обеспечивает широкий диапазон скоростей и нагрузок, а также более плавный ход по сравнению с обычными гидравлическими установками.

Детали:

- диаметр ОК – 139,7 мм (5 1/2 дюйма);
- глубина скважины (MD) – 6864 м;
- истинная вертикальная глубина (TVD) – 2310 м;
- длина бокового ствола – 4501 м.

## Китайский завод Jason выпустил первый в мире колтюбинг сверхбольшого диаметра в коррозионно-стойком исполнении

Первая в мире гибкая труба сверхбольшого диаметра из коррозионно-стойкого сплава TS-80CRT (18Cr) длиной 3400 м была успешно изготовлена на китайском заводе Jason.

Компания совершила прорыв в области производства ГНКТ из коррозионно-стойких сплавов, установив новый мировой рекорд по диаметру колтюбинга из коррозионно-стойких сплавов.

После нескольких раундов испытаний металл демонстрирует превосходную коррозионную стойкость в условиях эксплуатации с высоким содержанием сероводорода (H<sub>2</sub>S) и углекислого газа (CO<sub>2</sub>), а его усталостный срок службы более чем в 3 раза превышает срок службы обычных ГНКТ марки TS-80.



## RedWater: NASA собирается использовать колтюбинг для добычи воды на Марсе

Ледяные щиты толщиной до сотен метров были обнаружены и нанесены на карту Марса в средней широте. При финансировании федерального ведомства США NASA компания Honeybee Robotics разработала и продемонстрировала добычу воды из подповерхностного льда с помощью системы RedWater уровня технологической готовности (TRL) 5 в условиях, имитирующих Марс, в которой используются две проверенные наземные технологии: колтюбинговое бурение и скважина Родригеса (она же RodWell).

При помощи мобильной установки ГНКТ, оборудованной солнечными батареями, колтюбингом с кабелем, инжектором и КНК в виде электрического ВЗД с долотом, происходит бурение верхнего слоя породы около 20 м с параллельной закачкой инертного газа для транспортировки шлама на поверхность.

После достижения глубины залегания ледника запускается теплообменник и погружной насос Rodwell для создания полости глубоко под поверхностью ледника и циркуляции нагретой воды вверх по ледяному стволу, откачивая часть потока по ГНКТ для потребления, прежде чем отправить остальную часть обратно в скважину.



## Tenaris: поставка сверхтяжелых колтюбинговых катушек на Аляску

После тщательного планирования производства и проработки логистики компания Tenaris успешно изготовила свою самую большую и сложную колонну ГНКТ для доставки на Аляску.

Две катушки ГНКТ 60,3 мм (2,375 дюйма) марки NT-110 длиной 10 000 м (33 000 футов) с предполагаемым весом 85 т каждая требовали уникальной разработки и нестандартного подхода к логистике, в то же время колтюбинг необходимо было доставить на Аляску до закрытия дорог в зимний период.

Массивные катушки ГНКТ должны были быть доставлены на Аляску по автодороге и на барже. Поскольку сами барабаны были слишком высокими, чтобы стоять вертикально на прицепе, команда решила использовать запатентованное решение – разработанную инженерами Tenaris стальную раму, которую можно было поднимать и опускать на прицепе. После длительной подготовки сверхтяжелые колтюбинговые катушки начали свое путешествие в 8000 км из Хьюстона на Аляску.

## RoXplorer: колтюбинг будущего приходит в Южную Австралию для разведки полезных ископаемых



MinEx CRC использует технологическую платформу для колтюбингового бурения RoXplorer, разработанную DET CRC и прошедшую полевые испытания в Неваде в 2018 году. Технология разработана для разведочного бурения новых месторождений полезных ископаемых с низкими затратами на глубину до 500 м и весом установки менее 10 т.

Недавно установка ГНКТ была мобилизована из Моусон-Лейкс в Капунду с использованием в общей сложности 4 транспортных средств. Площадка была подготовлена и готова к бурению в течение трех часов после прибытия, заняв площадь 18 x 18 м. Бурение началось в день прибытия и продолжалось в течение 10 дней.

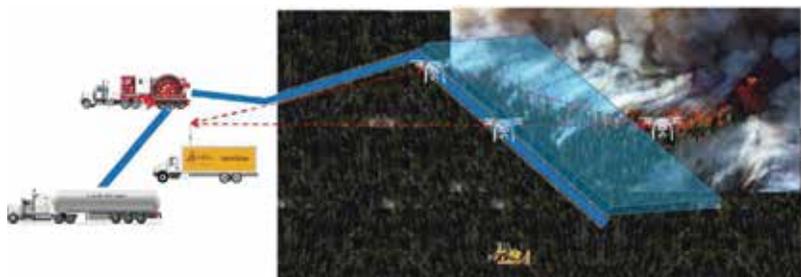
Проект направлен на совершенствование современных колтюбинговых технологий для бурения твердых пород с целью получения качественного керна при разведке полезных ископаемых. Проект также направлен на сокращение износа ГНКТ за счет сокращения циклов изгиба (барабан с гибкой трубой размещается над скважиной), исследования новых материалов (композиты, высокопрочные стальные и легированные трубы) в сочетании с оптимизированными рабочими параметрами.



## Колтюбинг «играет с огнем»

Университет Вайоминга предложил технологию NitroTube как более экономичный подход к тушению лесных пожаров, чем тушение пожаров с воздуха и использование огнезащитных материалов. NitroTube модифицирует и использует технологии, которые исторически использовались в нефтегазовой промышленности.

Методология NitroTube предполагает развертывание трубы ГНКТ параллельно и перед фронтом лесного пожара с использованием управляемого человеком бульдозера или дистанционно управляемого бульдозера вместо привычного инжектора. Как только фронт пожара достиг оптимального положения, азот в виде газа или криогенной жидкости закачивается по колтюбингу и распределяется по широкой площади вдоль фронта пожара. Предполагается, что ветры в средней части лесного пожара распространят азот над зоной воспламенения и перекроют подачу кислорода, тем самым туша пожар. Затем NitroTube будет намотана на барабан установки ГНКТ и повторно использована для тушения следующего лесного пожара.



## «ФракДжет-Волга»: бурение на ГНКТ

На восточном участке Оренбургского НГКМ бригада бурения на ГНКТ № 2 компании «ФракДжет-Волга» завершила монтаж устьевого и забойного оборудования для проведения уникальных работ по бурению боковых стволов на колтюбинге. Впервые в РФ и СНГ для подобных проектов будет применяться труба российского производства диаметром 73 мм.

Применение колтюбинговых технологий позволит:

- преодолеть зону кольматации пласта (зона загрязненная буровым раствором);
- увеличить площадь контакта скважины с породой-коллектором;
- набрать необходимый зенитный угол для попадания в нужный интервал;
- сократить количество скважин, необходимых для освоения, что позволит снизить воздействие на окружающую среду.

В проекте используется 90% отечественного оборудования. Узел намотки трубы, система циркуляции, управляемая забойная компоновка и емкостное оборудование разрабатывались специалистами ИТЦ.

ГНКТ диаметром 73 мм изготовил единственный в России сертифицированный производитель колтюбинга – завод ESTM.



## Уникальную сверхглубокую скважину на Кубани расконсервируют и исследуют на ГНКТ

В ближайшее время планируется выполнение комплекса геофизических исследований и работ в скважинах (ГИРС) при расконсервации и строительстве сверхглубокой скважины в Краснодарском крае. До конца 2023 года предстоит выполнить геофизические исследования (ГИС), геолого-технологические исследования (ГТИ) и вертикальное сейсмопрофилирование (ВСП).

Глубина скважины составляет более 6000 м при температуре 214 °С и давлении 138 МПа. Исследования будут проводиться в два этапа. Сначала для определения технического состояния колонны предстоит расконсервировать скважину. На втором этапе с учетом высокой плотности раствора доставлять приборы в интервал исследований будут на ГНКТ.

Для выполнения ГИС будет использована отечественная геофизическая аппаратура серии «Каскад-К», выдерживающая 250 °С и 140 МПа, а также прибор МИД-К-ТТ, рассчитанный на работу при температуре 190 °С и давлении 110 МПа.

**Медиаплан распространения журнала  
«Время колтюбинга. Время ГРП»  
на отраслевых мероприятиях в 2022 году  
ВК № 2-3/80-81, сентябрь-2022**

Мероприятие	Дата проведения	Страна, город
Российская нефтегазовая техническая конференция RPTC	18-20.10.2022	Россия, Москва
Межрегиональная выставка-форум технологий и оборудования для нефтяной, газовой, химической промышленности и топливно-энергетического комплекса «Нефть и газ, химия. ТЭК-2022»	19-21.10.2022	Россия, Пермь
16-я конференция «Нефтегазовый сервис в России», Нефтегазсервис-2022	27.10.2022	Россия, Москва
ADIPEC-2022	31.10-03.11.2022	ОАЭ, Абу-Даби
23-я Международная научно-практическая конференция «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы»	17-18.11.2022	Россия, Москва
Международная специализированная выставка нефтяной, газовой и химической промышленности «Нефть. Газ. Химия – 2022»	23-25.11.2022	Россия, Красноярск

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.

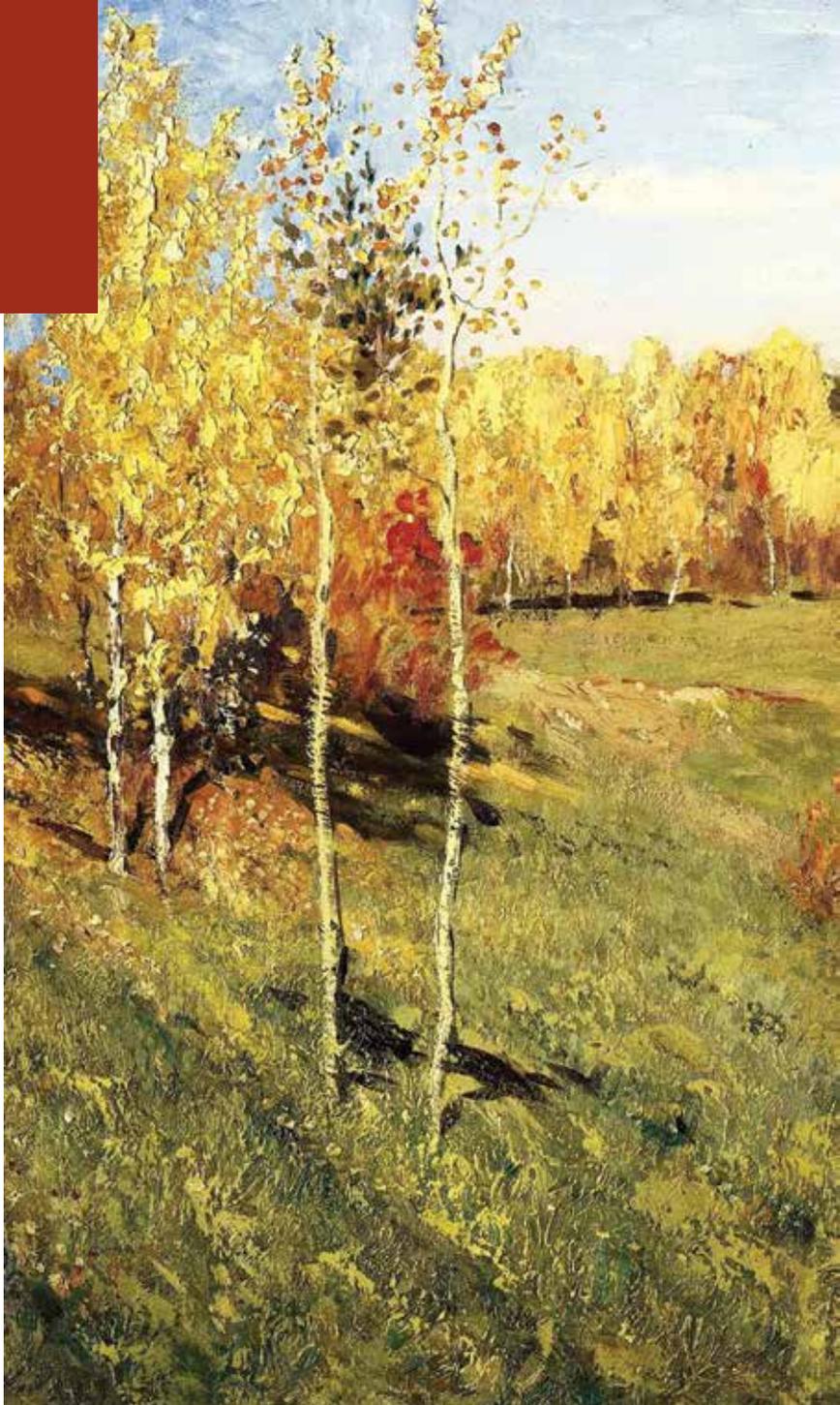
Минимальная стоимость годовой подписки  
(3 экз. х 4 вып.): 13 200 руб.  
(включая НДС 10%) + стоимость доставки.

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\$.



Исаак Левитан «Золотая осень» / Isaak Levitan "Gold autumn"

**Иван Пирч** – директор ООО «Время колтюбинга»;  
**Никита Мамонтов** – заместитель директора ООО «Время колтюбинга»  
(mamontov@cttimes.org).

**Редакция:** **Рон Кларк** – почетный редактор (rc@cttimes.org);  
**Галина Булыка** – главный редактор (halina.bulyka@cttimes.org);  
**Григорий Фомичев, Христина Булыко, Светлана Лысенко** – переводчики;  
**Наталья Михеева** – выпускающий редактор;  
**Марина Куликовская** – маркетинг и реклама (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;  
**Nikita Mamontov** – Deputy Director of Coiled Tubing Times LLC  
(mamontov@cttimes.org).

**Editorial Board:** **Ron Clarke** – Honorary editor (rc@cttimes.org);  
**Halina Bulyka** – Editor-in-chief (halina.bulyka@cttimes.org);  
**Gregory Fomichev, Christina Bulyko, Svetlana Lysenko** – translators;  
**Natalia Mikhayeva** – Managing editor;  
**Marina Kulikovskaya** – Marketing and advertising (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.



**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



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



**ПАКЕР**



**СЕРВИС**

Офис в Москве:

+7 (495) 663-31-07

Офис в Сургуте:

+7 (3462) 556-322

Офис в Ноябрьске:

+7 (3496) 423-100

[www.packer-service.ru](http://www.packer-service.ru)

[info@packer-service.ru](mailto:info@packer-service.ru)

**Гидравлический разрыв пласта**  
Hydraulic fracturing

**Услуги с установками ГНКТ**  
Coiled tubing services

**Освоение скважин азотом**  
Well gaslifting

**Заканчивание скважин**  
Well completion

**Пакерный сервис**  
Packer service

**Ловильные работы**  
Fishing operations

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



[packer-tools.ru](http://packer-tools.ru), [contact@packer-tools.ru](mailto:contact@packer-tools.ru)